



Universidad de
San Andrés

Universidad de San Andrés
Departamento de Administración y Negocios
MBA

Plan de Negocios para la creación de una Comercializadora de Gas Natural

“EnerCom S.A.”

Autor: Sofía Escriña Urquiza

Mentor: Uriel Gutman

Legajo: 25000343

Buenos Aires, 2016



Universidad de
SanAndrés

Trabajo de Graduación

MAESTRÍA EN ADMINISTRACION DE NEGOCIOS

**Plan de Negocios para la creación de una
Comercializadora de Gas Natural**

“EnerCom S.A.”

Por:
Sofía Escriña Urquiza
SanAndrés

Mentor:

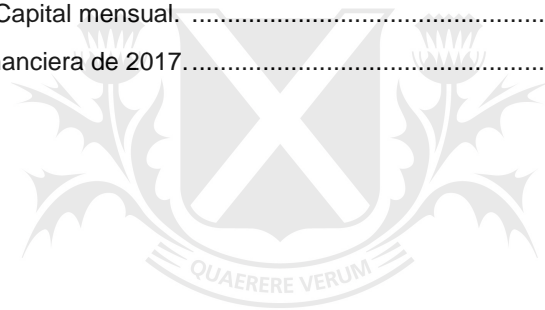
Uriel Gutman

Victoria, Provincia de Buenos Aires, 28 de diciembre de 2016

INDICE

RESUMEN EJECUTIVO.....	4
LA OPORTUNIDAD DE NEGOCIO	5
INTRODUCCIÓN.....	5
MERCADO: Comportamiento y Tamaño	6
ESTRATEGIA.....	9
LA INDUSTRIA Y LA EMPRESA.....	10
LA INDUSTRIA.....	10
CADENA DE VALOR DE LA INDUSTRIA.....	12
INFRAESTRUCTURA PARA LA COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL.....	16
DESPACHO DE GAS.....	17
CONTRATOS.....	18
EL MICROENTORNO: 5 FUERZAS DE PORTER	23
LA EMPRESA.....	28
MODELO DE NEGOCIOS	28
ANÁLISIS FODA	33
EQUIPO DEL PROYECTO	34
INVESTIGACIÓN DE MERCADO, SEGMENTACIÓN Y MERCADO OBJETIVO.....	35
PLAN DE MARKETING	41
PRODUCTO	42
PRECIO.....	42
PLAZA	44
PROMOCIÓN	44
COSTOS Y FINANZAS.....	45
DESCRIPCIÓN DE LOS COSTOS.....	45
INVERSIÓN NECESARIA	54
ASPECTOS REGULATORIOS.....	55
PLAN DE DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN.....	57
RIESGOS ASOCIADOS AL PROYECTO	58
CONCLUSIONES FINALES	61
BIBLIOGRAFÍA.....	62
GLOSARIO TÉCNICO.....	65
ANEXOS.....	68
ANEXO 1. Evolución de la demanda de Gas Natural por tipo de consumo.	68
ANEXO 2. Consumo mensual residencial Argentina 2015 y 2016 (hasta octubre según datos publicados).	68
ANEXO 3. Distribución de la oferta y la demanda en Argentina.....	69
ANEXO 4. Matriz Energética - Consumo.	69
ANEXO 5. Producción de Gas por Cuenca.....	70

ANEXO 6. Producción de Gas Natural en Argentina por propietario.....	70
ANEXO 7. Cuencas Gasíferas en Argentina.....	71
ANEXO 8. Infraestructuras del Sistema Gasista Argentino: Compañías Licenciatarias del servicio de distribución de Gas Natural.....	72
ANEXO 9. Infraestructura para la comercialización del Gas Natural.....	74
ANEXO 10. Funcionamiento del mercado Spot de gas natural en el ámbito del MEG.....	74
ANEXO 11. Consumo invernal de los sectores residencial y comercial.....	75
ANEXO 12. Compras anuales de Gas por Cuenca.....	75
ANEXO 13. Ventas anuales por Cuenca.....	77
Anexo 14. TGS - Tarifario de transporte para el mercado local.....	79
Anexo 15. Alícuota de impuesto por país.....	80
Anexo 16. EERR mensual al 2017.....	81
Anexo 17. Cash Flow Mensual de 2017.....	82
Anexo 18. Working Capital mensual.....	82
Anexo 19. Deuda financiera de 2017.....	83



Universidad de
San Andrés

RESUMEN EJECUTIVO

EnerCom es una comercializadora de Gas Natural que actuará como intermediaria entre productores e industrias que consumen entre 300 m³/día y 10.000 m³/ día ubicadas en la Provincia de Buenos Aires. EnerCom actuará como un agregador de demanda contribuyendo a la previsibilidad buscada por los productores y a la flexibilidad de precios.

La empresa se ocupará de conseguir el gas en boca de pozo de los productores con contratos de un plazo de 1 año de las cuencas Neuquina y Austral (Tierra del Fuego) proporcionándole al cliente el servicio de Despacho de gas y transporte para luego ser tomado por la distribuidora zonal en el punto de entrega, quien se ocupará de suministrarlo a la industria cliente.

EnerCom ofrece un servicio mediante el cual le resuelve al cliente cada paso del aprovisionamiento del Gas Natural desde boca de pozo hasta su domicilio, identifica oportunidades de suministro, resuelve el complejo proceso de Despacho de Gas Natural y contrata el servicio de transporte.

El equipo que compone la empresa estará formado por tres integrantes clave: un socio comercial que se encarga de la fidelización de los clientes y los productores, un socio encargado del área de Despacho de Gas con amplios conocimientos técnicos garantizando el abastecimiento del volumen requerido y un ejecutivo que estará a cargo de la gestión administrativa de la comercializadora.

Es un proyecto que requiere bajos costos fijos con una alta inversión inicial de los socios fundadores que asciende a U\$S 585.000 con una facturación estimada en U\$S 21.014.631 para 2017, costos estimados en U\$S 20.646.775 y gastos en U\$S 258.839.

Analizando el flujo de fondos, la empresa recién comenzará a obtener resultados positivos a partir del tercer año de ejercicio con una TIR del 43% anual y un VAN de U\$S 699.667.

LA OPORTUNIDAD DE NEGOCIO

INTRODUCCIÓN

Pan American Energy (PAE), empresa donde actualmente me desempeño, es una empresa que se dedica a la exploración y producción de petróleo y gas. Es el primer productor privado de hidrocarburos de Argentina y uno de los más importantes del Cono Sur con operaciones en cuatro cuencas productoras de hidrocarburos de Argentina. En Golfo San Jorge, la de mayor producción petrolera; en la Neuquina, epicentro del futuro desarrollo de reservorios no convencionales; y en las cuencas Noroeste y Austral, con un significativo y creciente aporte de gas. Si bien PAE comercializa actualmente más de 18 millones de metros cúbicos por día (m³/d) a una cartera diversificada de unos 20 clientes industriales en todo el territorio argentino, hay un segmento de clientes a los cuales la empresa no le vende gas ya que atiende principalmente clientes con estructuras comerciales más grandes y, en muchos casos, con departamentos que se ocupan de la compra de combustibles.

En mi tiempo en PAE noté que hay ciertos clientes que son considerados menores por el volumen que requieren diariamente y, por ende, tienen una estructura menor. Si bien es entendible que para un productor estos clientes no son atractivos, esto genera una demanda de gas insatisfecha que, organizada, la suma de esa demanda representaría una cantidad importante de gas para poder lograr un contrato firme con el productor. La oportunidad de negocio que veo aquí es lograr conseguir dicha cartera de demanda para poder negociar en nombre de ellos con los productores. Se podría conseguir el volumen necesario para todos estos clientes logrando un precio igual al de las grandes industrias que compran directamente a los productores.

Por ello propongo la creación de una empresa comercializadora de Gas Natural que compre a productores (YPF, PAE, entre otros) o a otras comercializadoras de gas natural con contratos de abastecimiento de gas en condición firme de la cuenca Neuquina y de la cuenca de Tierra del Fuego. Si bien, como mencioné anteriormente, hay 4 cuencas, la idea inicial es descartar la del Norte y Golfo San Jorge por las siguientes razones: la cuenca Norte ha visto su producción decaer en los últimos años y la inserción de una nueva comercializadora en

una zona de escasez de gas sería muy difícil. Al no contar con una estructura muy amplia preferí acotar el escenario de acción. En el caso del Golfo San Jorge prácticamente toda la producción pertenece a PAE quien tiene gran parte de su gas industrial contractualizado con lo cual conseguir un contrato de gas firme con ellos no es posible en esa cuenca. Sin embargo, ese mismo productor tiene disponibilidad de volumen para vender en las cuencas Neuquina y Tierra del Fuego lo que me permitirá cerrar los contratos de abastecimiento mencionados anteriormente.

MERCADO: Comportamiento y Tamaño

En Argentina se produce actualmente en promedio 123 MMm³/d. Desde el lado de la oferta, la producción local de gas está muy concentrada en pocos productores ya que los primeros 5 son responsables del 77% de lo que se produce anualmente (YPF 37% / PAE 17% / TOTAL 9% / WINTERHSALL 9% y PETROBRAS 6%). Hay 4 grandes cuencas productoras: Noroeste 6%, Neuquina 58%, Golfo San Jorge 13% y Austral 24%. Las importaciones son hechas por ENARSA y llegan al país por gasoducto (Bolivia y Chile) y por barcos regasificadores que se encuentran en Escobar y Bahía Blanca. Las importaciones se mantuvieron en valores bajos hasta el 2009 pero en 2010 con la inclusión del Gas Natural Licuado (GNL) subieron hasta representar un 20/25% del gas en el país.

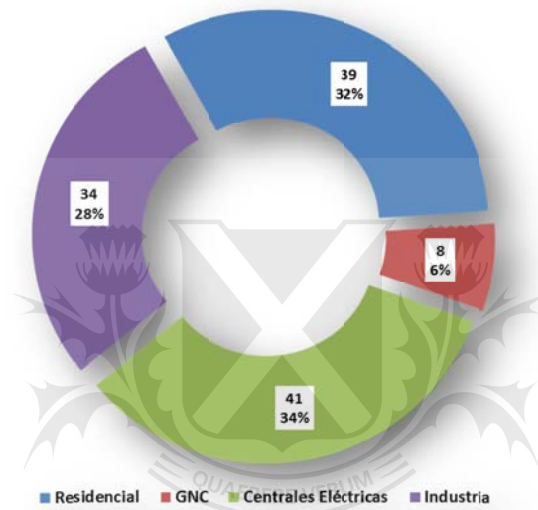
Desde el lado de la demanda, el consumo de gas natural se incrementa a una tasa cercana al 2% anual por la industria y nuevos usuarios residenciales que ingresan a la red de distribución (anexo 1).

En Argentina, la demanda de gas natural se divide en 4 segmentos de consumo:

- Segmento distribuidoras (incluye usuarios residenciales, entes oficiales y pequeños comercios e industrias)
- GNC (Gas Natural Comprimido para uso automotor)
- Generación eléctrica
- Industriales de gran consumo

Consumen cerca de 122 MMm³/d al año. Como se puede observar el número de producción y consumo no es el mismo. Esto se debe a que hay gas natural que se utiliza como consumo interno de los yacimientos o como combustible para transportar el gas a los centros de consumo. Si bien, como se ve en el gráfico 1, el consumo se divide en prácticamente 3 partes iguales, estos son promedios porque sus consumos varían de manera drástica a lo largo del año.

Gráfico 1. Participación del consumo por segmento en Argentina 2016



Fuente: Gráfico de elaboración propia

El residencial consume anualmente un promedio de 39 MMm³/d pero en los meses más calurosos su consumo baja a 14 MMm³/d y en sentido contrario los meses de pleno invierno sube a 72 MMm³/d (con picos de hasta 90 MMm³/d los días más fríos del año). El GNC es el único segmento de los 4 que se mantiene estable a lo largo del todo el año. La generación eléctrica se mueve en sentido contrario al consumo residencial de gas ya que sus picos de consumo son cuando las temperaturas son más altas. Sin embargo, esto ha cambiado los últimos años con la creciente demanda de electricidad para calefaccionar los hogares. La industria podría tener un consumo parecido al GNC, sin embargo, como la disponibilidad de gas es acotada, durante el invierno el consumo de la industria es restringido y se ve reducido para abastecer la demanda residencial que tiene prioridad en los momentos en los que el gas no es suficiente para abastecer el consumo total. Si bien en el promedio del año los hogares representan un cuarto de la demanda total, en los meses de junio y julio rozan la mitad de la misma. Son en esos momentos

que se generan los “cortes” o “restricciones de consumo” que muchas veces vemos publicados en los diarios durante el invierno (anexo 2).

Es así que las industrias deben operar con combustibles sustitutos que presentan una alternativa al Gas Natural. Sustitutos como el gasoil o las naftas que son derivados del petróleo podrían hacer perder el protagonismo que actualmente tiene el gas pero debido a sus precios relativos, pierden competitividad frente a éste.

Según el Primer Informe sobre el mercado de Gas Natural – 2015 (USAM), los principales centros de consumo son Buenos Aires con un 45% y Capital Federal 11% sumando entre ambos 56%, seguido de Santa Fe un 9%, Córdoba un 7% y Mendoza un 6%. Mientras que del lado de la oferta, aparece Neuquén con un 45%, Santa Cruz con un 9%, Chubut y Tierra del Fuego con un 8% cada una (Anexo 3).

Para poder segmentar mejor ese 45% de demanda que se encuentra en la Provincia de Buenos Aires tomé datos publicados por el ENARGAS del año 2015. Según los datos publicados, el total de gas entregado asciende a 33.960.066 m³/día de los cuales las industrias consumieron 9.081.619 m³/día de un total de industrias que ronda entre los 16.000 usuarios. De ese total de industrias, el ENARGAS brinda el siguiente detalle de los consumos de grandes usuarios industriales en provincia por rama de actividad para el año 2015, en el cual se ve una participación alta de la siderurgia que concentra el 21% seguida por la cementera, destilería y cerámica que participan con el 10% cada uno:

Rama de Actividad	Mm ³ /día	Share %
Siderurgia	1.896	20,9%
Cementera	969	10,7%
Destilería	930	10,2%
Cerámica	907	10,0%
Química	811	8,9%
Petroquímica	805	8,9%
Alimenticia	648	7,1%
Cristalería	560	6,2%
Celulosa y Papelera	513	5,6%
Bebidas	253	2,8%
Aceitera	141	1,5%
Textil	140	1,5%
Metalúrgica Ferrosa	121	1,3%
Caucho y Plástico	114	1,3%
Automotriz	96	1,1%
Metalúrgica no Ferrosa	49	0,5%
Frigorífico	45	0,5%
Cuero	44	0,5%
Maderera	40	0,4%
Total	9.081	100%

FUENTE: ENARGAS, en base a datos de las Licenciatarias de Distribución / Año: 2015

Como veremos en el análisis del modelo de negocios, EnerCom intentará en una primera etapa captar clientes de las ramas de actividad con consumo estable como las alimenticias, cristalerías, etc. y en una segunda etapa clientes con consumos mayormente estacionales.

ESTRATEGIA

EnerCom tendrá una cobertura geográfica inicial de provisión de gas de la Cuenca Neuquina y Austral, pudiendo abastecer demanda industrial que se extiende en Gran Buenos Aires a clientes que consumen entre 300 y 10.000 m³/día de gas natural con contratos cuyo plazo es de 1 año, según sus necesidades de abastecimiento. Se ocupará de la compraventa de gas trabajando como *bróker* o intermediario para los clientes identificados en este trabajo, brindará servicio de despacho de gas natural controlando los

desbalances, resolviendo reclamos operativos/económicos de proveedores, entes reguladores, etc. y contratará el servicio de transporte por cuenta y orden del cliente.

EnerCom empleará un contrato de servicio firme con el productor para asegurarse el abastecimiento todo el año y un contrato de servicio interrumpible con la transportadora. La elección del transporte interrumpible se debe a que hay un exceso de capacidad de transporte por lo que la probabilidad de que haya restricciones a los transportes interrumpibles es muy baja sumado a que el servicio interrumpible es menos costoso que el servicio de contrato firme. Esto se debe a que el servicio de contrato firme tiene un recargo por "capacidad reservada de transporte" y por los cargos de fideicomiso del Banco Nación. A modo de ejemplo, hice un cálculo del costo de transporte de la ruta Neuquén – GBA para 100.000 m³/día donde, un transporte firme tiene un costo anual de U\$S 400.000 mientras que la alternativa interrumpible cuesta U\$S 220.000 generando un ahorro anual de U\$S 180.000.

Así, se firmarán contratos firmes con productores en las cuencas Neuquina y de Tierra del Fuego por un total de 300.000 m³/d. En la cuenca Neuquina se firmarán 3 contratos con productores por 200.000 m³/d con un precio promedio de verano de 4,55 U\$S/MMbtu y de invierno de 5,05 U\$S/MMbtu. En la cuenca de Tierra del Fuego se firmará 1 contrato por 100.000 m³/d con un precio de verano de 3,80 U\$S/MMbtu y de invierno de 4,70 U\$S/MMbtu. Una vez firmados estos contratos se buscará colocar ese gas en la demanda industrial previamente explicada. Se calcula un margen de utilidad de un 2,5% por contrato firmado.

LA INDUSTRIA Y LA EMPRESA

LA INDUSTRIA

A la luz del análisis de Jay B. Barney (Barney 2011) sobre las industrias, la industria del gas en Argentina es una industria consolidada y concentrada en pocos productores. Desde el punto de vista de las comercializadoras, según el registro de inscripciones de comercializadoras del ENARGAS, hay 32 firmas en actividad por lo que la competencia es alta lo que dificulta captar clientes y

aumentar la cuota de mercado. Es una industria que se encuentra en una etapa próxima a la madurez donde se comprenden bien los modelos de negocios, las tecnologías se difunden entre los competidores (lo que permite que se consoliden) y la tasa de innovación en productos y tecnologías es baja. Es importante tener en cuenta para el análisis que una industria madura presenta características como desaceleración del crecimiento de la demanda, clientes experimentados y repetitivos, disminución de los incrementos de capacidad instalada, disminución en la introducción de nuevos productos, crecimiento del nivel de competencia internacional y reducción generalizada de la rentabilidad. En la actualidad, el gas natural tiene un rol central en la matriz energética del país, representando el 53% de la oferta primaria de energía (Anexo 4). Asimismo, el país ocupa el puesto 34 a nivel mundial respecto al consumo de gas per cápita y el primero en la región, con un consumo superior a los 1.000 m³ anuales por habitante.

Según información recopilada de informes de consultores privados de la industria, desde hace poco más de una década, la producción de gas natural presenta una tendencia declinante, que sólo ha sido revertida parcialmente en los dos últimos años. La producción cayó a una tasa acumulativa anual del 2,3% y el consumo creció a una tasa anual acumulativa del 1,6%. Por estas razones, a partir de 2008 el país comenzó a importar gas natural para poder satisfacer esa demanda interna. Entre 2008 y 2015 las importaciones llegaron a crecer a una tasa anual acumulativa del 35,8% y en 2014 se importaron 33 millones de m³/día. En el año 2015 se redujo el volumen de importaciones gracias a una paulatina recuperación de la producción y a que el Estado recompuso el precio del GNC, de las Distribuidoras e implementó años anteriores (a fines de 2012) el Plan Gas (Programa de Estímulo a la Inyección Excedente de Gas Natural) que mejoró el precio efectivo de producción.

El Plan Gas surgió como un incentivo ante la falta de inversión, la contracción de la producción y los volúmenes de importación que año a año fueron aumentando y se logró así salir de la declinación que venía arrojando la producción en los últimos años incrementando en 2015 un 3,4%.

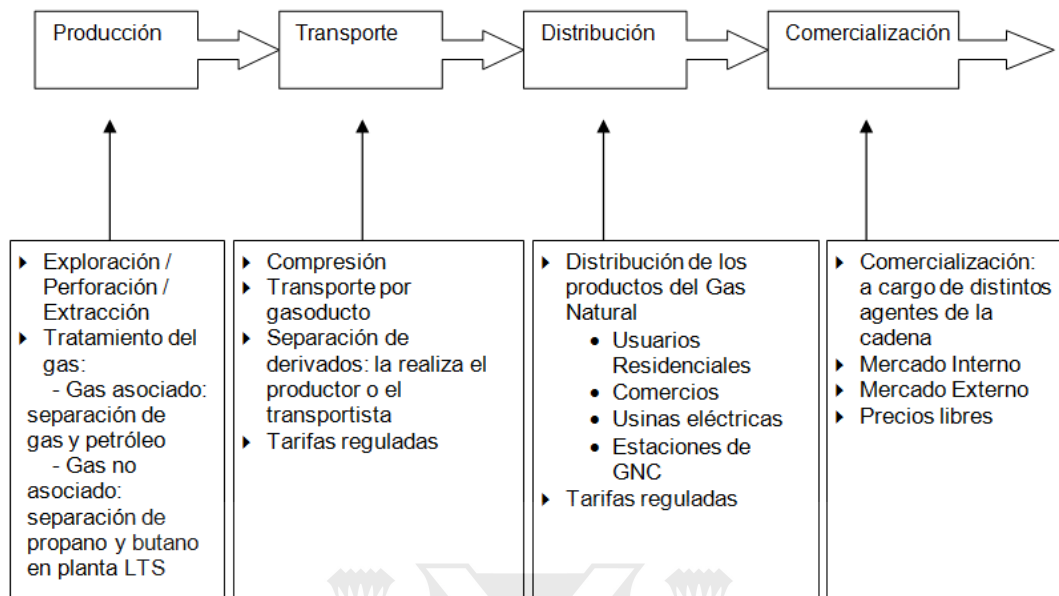
Con relación a la demanda futura de gas natural, se prevé una menor tasa de crecimiento que en el periodo 2004-2015 debido a los incrementos en los precios domésticos de este producto. Sin embargo, en el año 2015 (por primera

vez desde 2005) debido a los precios instrumentados del Plan Gas la oferta doméstica mostró un aumento por encima del crecimiento del consumo lo que ayudó a reducir las importaciones energéticas.

El país ha venido desarrollando su infraestructura gasífera, que incluye decenas de miles de km de gasoductos troncales que vinculan las cuencas productoras con los grandes centros de consumo, las redes de distribución para llegar a los domicilios de los usuarios residenciales, comerciales, grandes industrias, centrales de generación de electricidad y estaciones de servicio de venta de GNC, y las plantas de tratamiento e industrialización del gas natural. Se ha desarrollado una impresionante y competitiva industria que agrega valor a la producción de gas natural que reciben los distintos consumidores.

CADENA DE VALOR DE LA INDUSTRIA ESTRUCTURA DEL MERCADO DE GAS NATURAL EN ARGENTINA

Según el texto de Carcagno (Carcagno 2014) dentro de la cadena de valor del gas, los principales actores son quienes se ocupan de las actividades que tienen lugar desde la entrada del gas en la red de transporte y distribución hasta su suministro al cliente. Ellos son: **el productor**, encargado de la explotación y del acondicionamiento de los hidrocarburos; **el transportista**, encargado de transportar los hidrocarburos desde los yacimientos hasta los centros consumidores; y **el distribuidor**, encargado de hacer llegar los hidrocarburos hasta cada usuario final. A estos también se incorpora **el comercializador**, agente que actúa por cuenta y orden de terceros (intermediando), a los efectos de la compraventa de los hidrocarburos, como así también de la facturación, de la medición y de la prestación de servicios complementarios. En el cuadro a continuación se hace un breve recorrido por cada uno de los pasos en el proceso de producción, transporte, distribución y comercialización de gas:



Fuente: Presentación Zapata (Zapata 2010)

Producción

Argentina actualmente produce localmente alrededor de 123 MMm³/d, de los cuales 57% se encuentra centralizado en la cuenca Neuquina (Anexo 5). La cuenca Noroeste, cuya participación se limita a un 7%, ha visto su producción declinar año tras año sin ninguna tendencia que indique que esto cambie a futuro. La participación de las otras dos cuencas ha crecido intensamente en esa última década debido a las actividades de Pan American Energy en la cuenca del Golfo San Jorge y el consorcio de Wintershall, Total Austral y PAE. YPF es otro de los grandes productores del país y a pesar de que hoy es el mayor productor, su participación se limita a un 37% mientras que en años anteriores sobrepasaba claramente el 50%. Esto se debe a que su yacimiento de Loma de La Lata ha desplomado su producción. (Ver Anexo 6).

Transporte

Llamamos transporte de gas a la parte de la cadena de valor que vincula los centros de producción con los centros de consumo. La producción de gas natural en la Argentina se concentra en cuatro cuencas gasíferas: Noroeste, Neuquina, Golfo San Jorge y Austral (Ver Anexo 7). El gas natural extraído de

dichas cuencas es inyectado en el sistema de gasoductos troncales que transportan el fluido desde los yacimientos hasta las zonas de consumo.

La operación de estos gasoductos es llevada adelante por las Empresas Transportadoras, Transportadora de Gas del Norte (TGN) y Transportadora de Gas del Sur (TGS), adjudicatarias de los procesos de transporte mediante un proceso de Licitación Pública Internacional en Diciembre de 1992. Junto con TGN y TGS, nueve distribuidoras de baja presión conforman la estructura de la industria cuya función es atender el mercado minorista llevando el fluido a cada punto de consumo particular.

En el sitio institucional de TGN, la empresa explica que su sistema de transporte de gas natural está compuesto por dos gasoductos troncales que conforman una red que abastece a 15 provincias argentinas: El Gasoducto Norte que recorre 1.454 km y el Gasoducto Centro Oeste que recorre 1.121 km. Estos reciben gas de las cuencas Noroeste y Neuquina, TGN opera un sistema de más de 6800 km de gasoductos. Mientras que TGS, según se aclara en la página web de la empresa, transporta el 60% del gas consumido en la Argentina. El sistema de transporte conecta las cuencas de gas Neuquina, San Jorge y Austral, al sur y oeste del país, con el Gran Buenos Aires, la Ciudad Autónoma de Buenos Aires y los principales puntos de consumo del sur argentino. Los 9.133 km de extensión de los gasoductos hacen de TGS la mayor transportista de gas de América Latina.

La ley 24.076 de 1992, marco regulatorio de la actividad, claramente establece que los transportistas no pueden comercializar el gas. El artículo 33 de dicha ley estipula una separación entre la actividad de transporte y la actividad de comercialización y establece que “los transportistas no podrán comprar ni vender gas, con excepción de las adquisiciones que puedan realizar para su propio consumo y del gas natural necesario para mantener en operabilidad los sistemas de transporte, cuyo volumen será determinado por el ENARGAS en cada caso.” Es así como las actividades de comercialización quedan a cargo de los productores, distribuidoras y comercializadoras con sus respectivas restricciones.

Distribución de Gas Natural

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

El servicio de distribución de gas comprende nueve empresas que cubren la mayor parte del territorio nacional, con excepción del área Noroeste del país (Ver Anexo 8).

Según Resolución 752/2005 de la Secretaría de Energía, a partir del 1º de agosto de 2005, las prestatarias del servicio de distribución no pueden realizar contratos de corto, mediano o largo plazo para la compra de gas natural en el Punto de Ingreso al Sistema de Transporte para abastecer a los siguientes usuarios:

1. Grandes Usuarios Firmes o Interrumpibles
2. Usuarios del Servicio General "G"
3. Usuarios del Servicio General "P" cuyo consumo promedio por mes del último año fuera superior a los nueve mil metros cúbicos (9.000 m³), es decir 300 m³/día.

Los clientes de EnerCom se encuentran dentro de la categoría P. En función del volumen consumido en base mensual y anual, esta categoría se subdivide de menor a mayor en SGP1, SGP2 y SGP3. Los usuarios SGP1, SGP2 y el SGP3 -con consumos menores al equivalente a 300 metros cúbicos diarios - reciben de la distribuidora el servicio completo (gas, transporte y distribución). Los usuarios del servicio SGP3 con consumo mayor al equivalente a 300 metros cúbicos diarios deben adquirir el Gas Natural en Boca de Pozo por sí mismos, ya sea directamente a Productores y/o a través de Comercializadores habilitados, recibiendo de la Distribuidora los servicios de Transporte y Distribución de dicho Gas hasta su Punto de Consumo.

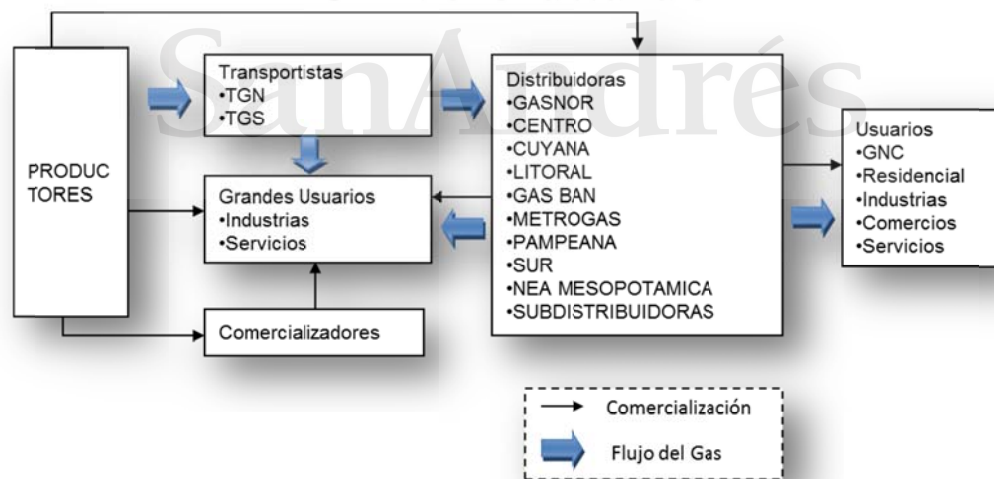
Por ello, las industrias a las cuales EnerCom abastecerá de gas deben superar un consumo de 300 m³/d, ya que las distribuidoras abastecen a aquellos que consumen un volumen menor que ese, y estarán por debajo de los 10.000 m³/d ya que los productores, por lo general no atienden industrias que consumen por debajo de este volumen.

Comercialización

El artículo 14 de la ley 24.076 establece “Se considera comercializador a quien compra y vende gas natural por cuenta de terceros”. Se trata de un proceso amplio y complejo en tanto que requiere de coordinación de diversas áreas de la propia comercializadora y con terceros.

Las comercializadoras materializan la posibilidad de conectar el consumo con la producción y son agregadoras de demanda, en el sentido de que expanden la demanda ya que juntan a dos actores importantes: una industria con un consumo bajo con un productor que nunca abastecería una demanda tan chica. Sus actividades comprenden la compra de gas a los productores para su posterior venta a otras comercializadoras y/o al cliente final, tomando riesgos de precio y volumen, contribuyendo a la previsibilidad buscada por los productores y a la flexibilidad de precios, volúmenes, financiamiento y calidad de servicio necesaria para el cliente. Las comercializadoras son actores que en definitiva generan liquidez, ya que su inclusión produce un mercado secundario que incrementa la oferta.

El siguiente grafico muestra cómo se comercializa y fluye el gas en Argentina a través de los distintos actores.



Fuente: Presentación Zapata (Zapata 2010)

INFRAESTRUCTURA PARA LA COMERCIALIZACIÓN DEL GAS NATURAL

Extraje una breve explicación del libro de Carcagno (Carcagno 2014) que esbocé en los dos párrafos a continuación para que el lector pueda comprender

cómo es el proceso desde que el Gas Natural es extraído del yacimiento hasta que llega al consumidor final.

El gas natural es un recurso que por su particularidad de ser gaseoso a condiciones normales de presión y temperatura requiere de una infraestructura singular para su comercialización, que permita que mientras se esté produciendo se esté consumiendo, sin interrupciones (proceso continuo). Infraestructura esta que es operada por productores, transportistas y distribuidores de gas natural, en forma coordinada las 24 horas del día y los 365 días el año.

La misma comienza en boca de pozo; luego siguen las redes de captación para coleccionar la producción de gas de los distintos pozos; las plantas de tratamiento para extraer el etano, propano y butano y/o para acondicionar el gas natural a las especificaciones de calidad requerida; los sistemas de transporte (gasoductos y plantas compresoras) para conducir el gas natural desde los yacimientos hasta los respectivos centros consumidores; las estaciones reductoras de presión para ajustar las condiciones de ingreso a las redes de distribución, llegando finalmente a los usuarios finales, es decir, los consumidores (Anexo 9).

DESPACHO DE GAS

La función del Despacho de Gas es coordinar diariamente las entregas de gas natural conforme los compromisos asumidos con los clientes y administrar, también de manera diaria, los servicios de transporte contratados con los transportistas para el cumplimiento de los compromisos ya mencionados.

Los despachos se rigen por las resoluciones y regulaciones emitidas por el ente regulador (ENARGAS) y el Ministerio de Energía y Minería (ex Secretaría de Energía).

Estas regulaciones reglamentan: horarios de nominaciones, desbalances de transporte, Servicios de Transporte, el MEG, Réplica de los Despachos, etc. Dependiendo del tipo de acuerdo alcanzado con el cliente, la intención de EnerCom es brindar el servicio de despacho al cliente ya que éste, en muchos casos, desconoce su funcionamiento.

En el Anexo 10 adjunto una tabla tomada de la Resolución 939/2005 donde se exponen los horarios, tareas, funciones y facultades que deben cumplirse para

permitir el funcionamiento del mercado Spot de gas natural, en punto de ingreso al sistema de Transporte, en el ámbito del MEG, para cada una de las rondas de ese mercado a verificarse en cada Día Operativo.

A mero modo enunciativo, a continuación menciono algunas de las tareas llevadas adelante por el despacho:

- Disponibilidad de transporte, rutas, mix volumen de transporte firme contratado, etc.
- Disponibilidad de gas y condiciones contractuales, cantidad diaria contratada, volumen de comercialización de gas.
- Nominaciones, solicitud de gas y transporte diario a los distintos actores productores, distribuidores, transportistas y clientes.
- Control de la demanda diaria, ajustes, desbalances etc.
- Reprogramaciones, cambio sobre las nominaciones, envío de reprogramaciones a productores, transportistas, distribuidoras.
- Informes, volúmenes de recepción, desbalance diario, desbalance acumulado, variación de entregas, proyección de la demanda, etc.

CONTRATOS

El artículo 13 de la ley 24.076 que rige la actividad establece que “Sin perjuicio de los derechos otorgados a los distribuidores por su habilitación, cualquier consumidor (que cuente con la habilitación correspondiente) podrá convenir la compra de gas natural directamente con los productores o comercializadores, pactando libremente las condiciones de transacción”.

El ya mencionado libro de Carcagno (Carcagno 2014) explica brevemente cuáles son las formas contractuales más utilizadas, cómo deben negociarse y bajo qué documentos se formalizan. Los contratos más utilizados según dicho libro son 1. Contrato de Compraventa, 2. Contrato de Suministro, 3. Contrato de Transporte, 4. Contrato de Comisión, 5. Contrato de prestación de Servicios y 6. Contrato de Licencia y/o Concesión. De estos contratos, los que utilizará EnerCom son el contrato de suministro, el contrato de transporte y el contrato de comisión.

Según el artículo 1176 del Código Civil y Comercial, el **contrato de suministro** es aquel por el cual el suministrante (el productor, por ejemplo PAE) se obliga a entregas repetidas de un producto en forma periódica o continuada en el marco

de un solo contrato y el suministrado (EnerCom) a pagar un precio por cada entrega o grupo de ellas. En el caso de EnerCom, el suministro proviene de la cuenca Neuquina y de la cuenca de Tierra del Fuego pudiendo el vendedor suministrar gas desde cualquier yacimiento disponible. El contrato se firma por cantidades fijas con un plazo fijo.

El **contrato de transporte** es aquél que firmará EnerCom con la transportista TGS según las especificaciones del Anexo A, sub anexo II “Reglamento del Servicio de la licencia de transporte” del Decreto 2255/92 del ENARGAS que reglamenta el servicio y conforme al Anexo B, sub anexo II que establece los modelos de contratos para el servicio de distribución de gas natural.

El **contrato de comisión** por el cual el comisionista (EnerCom) actúa por encargo del comitente (cliente objetivo) para realizar a favor de éste operaciones comerciales (EnerCom representa el comitente en la compra de gas). Es un contrato que se firma para una operación puntual por lo que no hay una relación comercial de continuidad. EnerCom utilizará este tipo de contratos para los casos en los que, por ejemplo, le vende gas a otras comercializadoras. EnerCom instrumentará la relación comercial con los clientes por medio de una carta-oferta de una parte a la otra, un contrato preparatorio o un precontrato (por lo general los contratos se utilizan para evitar el impuesto a los sellos), donde se acuerdan los términos y condiciones que regirán la relación de las partes y sientan las bases de la negociación.

Modalidades de los Contratos

El Anexo A, sub anexo II “Reglamento del Servicio de la licencia de transporte” del Decreto 2255/92 del ENARGAS contempla las herramientas físicas y/contractuales existentes para lograr que los productores entreguen el gas acordado. Ellos son: 1. El servicio de transporte firme o TF, 2. El servicio de transporte interrumpible o TI y 3. El servicio de intercambio y desplazamiento o ED.

1. Los contratos con **servicio de transporte firme** brindado a los cargadores son aquellos que no prevén interrupciones ni reducciones, salvo en casos de emergencia o Fuerza Mayor (por ejemplo para abastecer la demanda prioritaria), de manera tal que el Cargador se asegura que va a disponer del suministro durante todos los días del año. El servicio contratado bajo estas

condiciones se limita a las Cantidades Máximas Diarias del Cargador (CMD) que se especifican en el contrato celebrado entre las partes donde se estipula el transporte del gas a través del gasoducto del Transportista y el/los punto/s de entrega. Es importante mencionar que uno de los requisitos para este tipo de contratos es que los Cargadores deben contratar un mínimo de 10.000 m³/día durante un plazo no menor a un año contado desde el primer día de la utilización del servicio.

2. El **servicio de transporte interrumpible** prevé y permite interrupciones en cualquier momento del año (incluso en el periodo invernal cuando hay picos de demanda para la calefacción de los usuarios residenciales) mediante el correspondiente aviso del Transportista al Cargador. El servicio contratado bajo estas condiciones también se limita a las Cantidades Máximas Diarias del Cargador (CMD) que se especifican en el contrato celebrado entre las partes donde se estipula el transporte del gas a través del gasoducto del Transportista y el/los punto/s de entrega. Para este tipo de contratos los Cargadores deben contratar un mínimo de 3.000.000 m³ anuales durante un plazo no menor a un año contado desde el primer día de la utilización del servicio.

3. Por último, el **servicio de intercambio o desplazamiento** es cuando se transporta gas a contraflujo, es decir, en el caso de que se quisiera transportar el gas desde la Cuenca Neuquina hacia Tierra del Fuego.

Características y cláusulas principales de los contratos de compraventa y/o suministro

Un contrato de compraventa y/o suministro simple considera en sus cláusulas los siguientes puntos:

1. Lugar y fecha / Definiciones / Partes
2. Objeto del contrato (aclarando el origen del suministro)
3. Cantidad
4. Plazo / vigencia
5. Punto de entrega (Carga) / Medición
6. Condiciones de entrega / Programación
7. Precios
8. Facturación y Forma de Pago
9. Incumplimientos (Take or Pay / Delivery or Pay)

10. Compensaciones (Make up / Carry Forward)
11. Caso Fortuito / Fuerza Mayor
12. Legislación aplicable y jurisdicción competente
13. Domicilios especiales

De estas cláusulas, aquellas que son esenciales a este tipo de contrato ya que están íntimamente relacionadas con el negocio y las decisiones estratégicas de EnerCom son las siguientes:

Cantidades: contempla volúmenes de gas natural a ser suministrados por el vendedor al comprador que pueden ser:

- Máximas: Diaria (CMD)
- Take or Pay (ToP), en español “tomar o pagar”, significa el mínimo mensual de gas natural que deberá ser tomado y pagado por el comprador y que, en caso de no ser tomado, deberá ser igualmente pagado por el comprador al precio de venta, durante cada periodo ToP de la vigencia del contrato. El periodo ToP se acuerda entre ambas partes y puede ser un periodo de tres meses desde la fecha de la primera entrega.
- Cantidad Delivery or Pay (DoP) se refiere al volumen de gas natural que debe ser entregado al comprador o, de no ser entregado, deberá ser igualmente pagado por el vendedor. Es un incumplimiento por parte del vendedor.

Plazo: Los contratos por período fijo pueden ser de corto plazo (menos de un año); de mediano plazo que pueden extenderse de 1 a 5 años y de largo plazo que son por más de 5 años. El plazo también pueden ser un periodo revisable, un periodo fijo con renovaciones automáticas y con posibilidad de rescisión por incumplimiento.

Precio: es la cláusula por la cual el comprador se obliga a pagar un precio cierto por el suministro además de los impuestos que deben adicionarse al precio, los ajustes y/o la revisión del precio. Hay diferentes factores que influyen en la determinación del precio, a saber:

- Precio Base que es el precio que se acuerda con la firma del contrato.
- Factores Incidentes: ToP, DoP, Cantidades (volúmenes grandes o pequeños), Factor de Carga, Plazo (corto o largo), etc.

- Cláusulas de revisión de Precio (evitan riesgos imprevistos, permiten adecuarse al mercado, complejas de negociar, pueden terminar en arbitraje)
- Cláusulas de incumplimiento de pago (intereses punitivos por mora)

Punto de Entrega: Es el lugar donde se hace la medición de los volúmenes entregados y la transferencia de la propiedad, custodia, responsabilidad y riesgos respecto del gas natural del vendedor al comprador. El transporte del gas natural a partir del punto de entrega y cualquier otro cargo relacionado con dicho transporte pasan a ser responsabilidad de EnerCom que se ocupara de contratar dicho servicio para el cliente.

Facturación: Con qué datos se factura, qué volumen y qué periodo se factura, cuándo se factura y precio y moneda (tipo de cambio).

Incumplimientos: Los incumplimientos pueden ser en la entrega, en la Recepcion o en el pago por causas atribuibles al vendedor, al comprador, por caso fortuito o fuerza mayor. Dichos incumplimientos pueden derivar en el pago de combustible sustituto, reducción del ToP, Pago del ToP, intereses punitivos (mora) y/o suspensión de las entregas.

- Comprador:
 - Volumen Take or Pay – Make-up – Carry Forward
 - Falta de pago: contemplan la aplicación de intereses por mora en forma automática. Puede contemplar también la interrupción de las entregas.
- Vendedor:
 - Deberá pagar cualquier diferencia de precio que ello ocasione al comprador hasta el volumen Delivery or Pay.
 - Debe tener una primera prioridad para proveer el gas faltante y/o combustible alternativo.

Compensaciones: se refiere a los casos de Make up y Carry Forward.

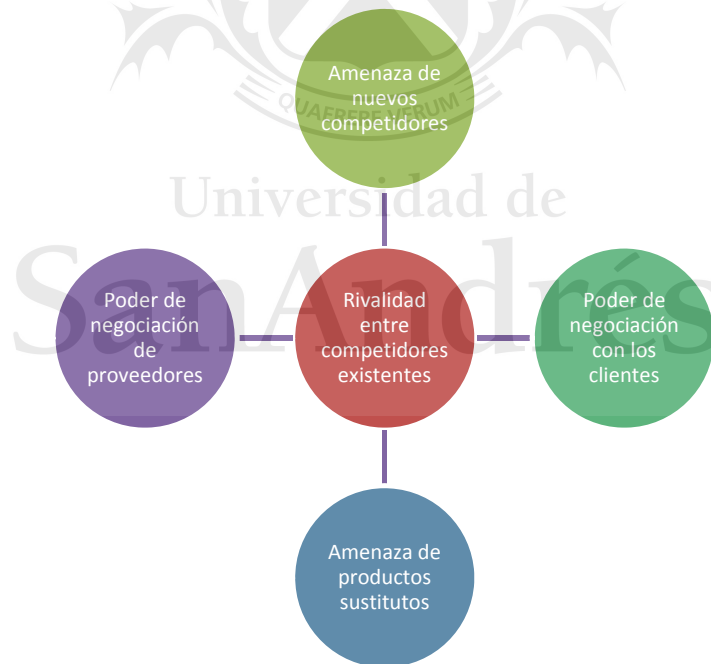
- **Make up:** es un derecho del comprador, que ha efectuado pagos de volúmenes ToP, a recuperar ese gas pagado y no tomado, sin cargo durante la vigencia del contrato, o inclusive una vez finalizado el mismo. Estos volúmenes pueden recibirse exclusivamente después de haber

tomado el volumen ToP correspondiente al periodo de recuperación acordado.

- **Carry Forward:** Del inglés “llevar adelante”, es una posibilidad que puede tener el comprador, cuando toma volúmenes superiores al volumen ToP, de adquirir el derecho a créditos futuros para cubrir obligaciones ToP. En este caso, se suele aceptar descontar un porcentaje del volumen ToP acordado con el vendedor.

EL MICROENTORNO: 5 FUERZAS DE PORTER

Es importante analizar las fuerzas que componen el entorno o sector en el cual se va a desenvolver y competir EnerCom para poder formular la estrategia competitiva y aprovechar estas fuerzas para aumentar las ventajas competitivas de la empresa. Para analizar la estructura de la industria utilicé el modelo de las 5 fuerzas de Porter (Porter 1980) propuesto en el marco conceptual.



Poder de negociación con los clientes

Los compradores tienen poder de negociación ya que capturan más valor al forzar una reducción de precios, demandar mejor calidad o servicios y haciendo que las comercializadoras compitan entre sí a expensas de la rentabilidad de la

industria. Esto se debe a que los costos de cambio son bajos para los clientes (incurriendo la comercializadora en un alto costo de oportunidad), los servicios ofrecidos por EnerCom no están diferenciados y los clientes fácilmente pueden compararlos con los de la competencia ya que disponen de información sobre precio lo que les da poder de negociación. Sin embargo, el poder de negociación de los compradores se ve reducido por dos motivos, el primero se refiere al volumen de compra del cliente, si compra un volumen mayor a 300 m³/día pero menor a 10.000 m³/día son clientes atomizados que necesitan de una comercializadora para que les negocie un mejor precio con los productores y estar a la altura de los grandes compradores (o grandes industrias); el segundo motivo se refiere a los clientes a los cuales EnerCom les brinda el servicio de despacho además de venta de gas; en este caso el poder de negociación del cliente se ve reducido debido a los costos por cambio de comercializadora que deberá enfrentar que, si bien no son altos, en un primer momento pueden impactar en el curso normal de su actividad.

Poder de negociación de proveedores

Los proveedores que en este caso son los productores (como por ejemplo PAE) tienen un alto poder de negociación porque son más concentrados que la industria a la que venden. Están en una posición ventajosa debido a que, en primer lugar, el producto que venden escasea y los compradores necesitan adquirirlo para sus procesos y, en segundo lugar, los productos sustitutos que existen si bien pueden reemplazar al gas son más costosos. A pesar de que, por lo general, las ventas de gas no son la principal fuente de ingresos de los productores representan alrededor del 33% de sus ingresos siendo un porcentaje significativo de su rentabilidad.

Son industrias establecidas que cuentan con clientes a quienes les venden regularmente gas y con los que tienen contratos firmados que se renuevan año tras año. Son proveedores que no venden a clientes por menos de 10.000 m³/día.

Amenaza de Nuevos Competidores

La entrada de nuevos competidores al sector depende de las barreras de entrada. Cuando un nuevo competidor ingresa al sector aumenta la competencia y los beneficios de los actores existentes disminuyen.

La amenaza de nuevos entrantes es alta porque las barreras de entrada son muy bajas no se requiere una gran inversión de capital para crear una comercializadora si se logra un buen esquema de cobros y pagos ya que, de ser así, las comercializadoras quedarían desencajadas y pagarían caro por ese desfasaje. Los productores les cobran a sus clientes una penalidad por mora en el pago con una tasa de interés que asciende al 30% anual en dólares estadounidenses.

Hay una barrera de entrada que es propia de la industria que es el acceso al insumo, es decir al gas, o a quienes compran y venden el gas. Todas las comercializadoras están compuestas por personas que han trabajado en la industria desde distintos lugares y, por lo general, tienen un actor clave con un marcado perfil comercial que conoce a los jugadores y puede contactar a los productores para comprar Gas Natural (y los productores están dispuestos a evaluar una relación comercial con estos nuevos jugadores) y a los compradores para vendérselo (tiene conocimiento de quienes conforman la demanda insatisfecha).

Como entrante, una complicación que deberá enfrentar EnerCom durante los primeros años es el cumplimiento de las obligaciones de pago haciendo frente a los intereses por el desfasaje dado por la forma en la que la empresa ha estructurado sus cobros (la empresa paga a 30 días y cobra a 45) para que no generen un impacto significativo en sus finanzas. Cuando una comercializadora compra gas al productor para vendérselo al comprador se hace responsable frente al productor por el pago de ese gas por lo que si el comprador no cumple con el pago en fecha, la comercializadora es quien estará en deuda con el productor y es un riesgo que EnerCom no puede correr por dos motivos, en primer lugar porque no puede perder ese productor y, en segundo lugar, porque luego en la industria va a ser difícil conseguir otro productor que le venda gas. Las comercializadoras que ya están instaladas en la industria tienen el beneficio de poder negociar el pago con los productores (por ejemplo, PAE recientemente negoció con una comercializadora el pago de la deuda sin cobro de intereses) no así podrá hacerlo EnerCom que aún no es conocida en la industria, por lo menos durante los primeros años de existencia.

Son competidores que están instalados y que han ganado *market share* debido a esfuerzos comerciales. La competencia es fuerte y la mejor estrategia que

tienen las comercializadoras es competir por precio y por el servicio que brindan. Hasta tanto EnerCom se posicione, la estrategia va a consistir en competir por precio para luego competir en otras dimensiones como diferenciación de servicio. A largo plazo, estudiaríamos la opción de cooperar con la competencia formando por ejemplo una alianza estratégica en un esfuerzo para alejarnos de la competencia por precios llevándola a otras dimensiones.

Amenaza de Productos Sustitutos

No hay un producto en el mercado argentino que cubra las mismas necesidades que el gas a un precio menor. Sin embargo, hay sustitutos como el GLP (Gas Licuado del Petróleo), Gas Oil, Fuel Oil, etc. según el tipo de equipos que se usen pero que no representan una amenaza por los precios relativos de esos combustibles ya que de ser utilizados sectores como la industria, la generación de energía eléctrica y el residencial deberían afrontar mayores costos. Las generadoras eléctricas, por ejemplo, para disminuir su consumo de gas durante los picos de demanda residencial invernal reemplazan el gas por combustibles líquidos.

También son sustitutos del gas los recursos renovables como la hidroelectricidad, la energía eólica, etc. que están condicionados por la política energética del país. A pesar de que los recursos renovables son una amenaza a muy largo plazo no debemos descartarlo del análisis. El largo plazo se debe a que la industria energética es de capital intensivo ya que se requieren inversiones de varios miles de millones de dólares para desarrollar las obras de infraestructura. Por un lado se requieren inversiones para la generación y por otro inversiones para el transporte por lo que este tipo de proyectos tienen un horizonte de 30 a 50 años además de considerar las pautas culturales arraigadas que este tipo de transformaciones debe franquear.

Rivalidad entre competidores existentes

La rivalidad entre las comercializadoras existentes se puede dar por una mejora del servicio o por una mejora en el precio del gas con la intención de capturar el cliente de otra comercializadora. Los costos de cambio de una comercializadora a otra son bajos por lo que se genera una lucha interna

dentro del sector por captar más clientes. Una manera de combatir esto es vendiendo el gas y brindando el servicio de despacho al mismo cliente.

Por el volumen de gas que requieren los clientes de EnerCom, no resultan ser clientes interesantes para los productores, las distribuidoras por normativa no pueden venderle a estos y las transportistas no pueden realizar operaciones de compraventa. Por ello, la competencia que enfrenta EnerCom es principalmente con otras comercializadoras y especialmente con aquellas que les compran a los mismos productores que les comprará EnerCom. Es información confidencial qué comercializadora le compra a cada productor, sin embargo, consultados los colaboradores del sector de Despacho llegué a una lista más acotada de los competidores directos de EnerCom.

Por ello, entre las comercializadoras que, al igual que EnerCom, venden a industrias ubicadas en Gran Buenos Aires que consumen entre 300 m³/d y 10.000 m³/d se encuentran CEMSA (Comercializadora de Energía del Mercosur S.A.), Energía & Soluciones S.A., Gasmarra Energy S.A., Metroenergía S.A. y Natural Energy S.A. También Apache Energía Argentina S.R.L. y EYS S.A. han vendido a este segmento de clientes pero por lo general no es el tipo de clientes que atienden.

Asimismo, dentro del universo de las comercializadoras, mediante la investigación de mercado, detecté otros competidores fuertes (digo fuertes porque tienen acceso a información de consumos de clientes que nadie más tiene) que son las comercializadoras asociadas a las distribuidoras. En junio de 1992 mediante la ley 24.076 se crearon las distribuidoras de gas natural asignando a Gas Natural Fenosa, Metrogas, Camuzzi y Litoral Gas el área de la provincia de Buenos Aires.

Las comercializadoras asociadas a estas distribuidoras son las siguientes:

Distribuidora	Comercializadora Asociada
Gas Natural Fenosa	Natural Energy S.A. (NESA)
MetroGAS	MetroENERGÍA S.A.
Camuzzi Gas Pampeana	Camuzzi Energía
Litoral Gas	No tiene comercializadora asociada pero trabaja con Energy Consulting Services (ECS)

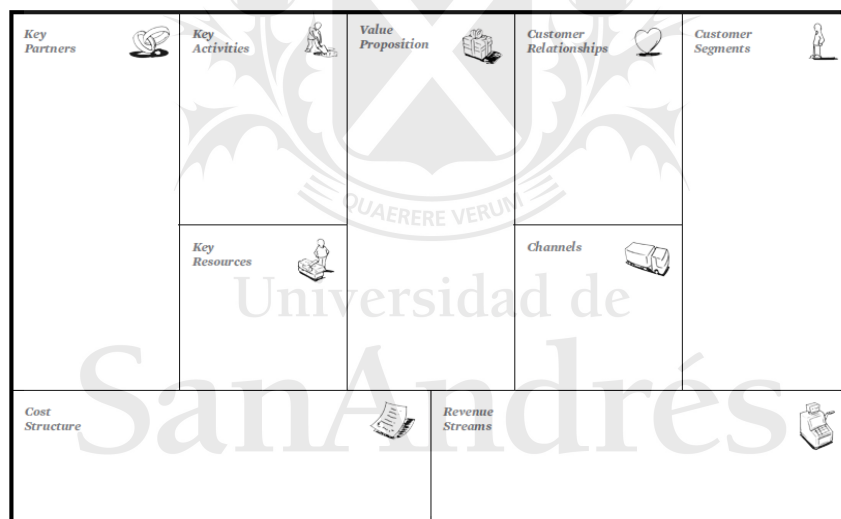
Los productores podrían llegar a ser competencia, aunque no tan directa como las comercializadoras, ya que el productor también le vende a las industrias que son cliente objetivo de EnerCom pero en menor medida porque no brindan el servicio de despacho que es lo que la mayoría de estas industrias requieren.

LA EMPRESA

MODELO DE NEGOCIOS

Analicé el modelo de negocios siguiendo el esquema de Business Model Canvas propuesto por Alex Osterwalder (Osterwalder 2009) que permite visualizar el modelo de negocio según nueve elementos y brindar una visión holística de la idea de negocio mediante conceptos simples, mostrando claramente las interconexiones entre estos elementos.

The Business Model Canvas



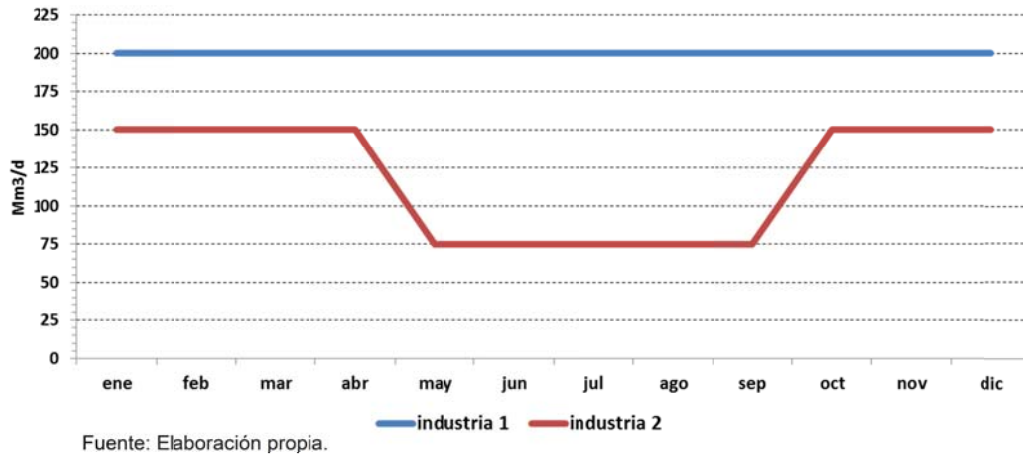
Fuente: Osterwalder, Alex



Clientes Objetivo

El negocio de EnerCom es del tipo *business-to-business* (B2B) para un segmento de mercado, el consumo industrial, con necesidades de consumo bien diferenciadas. Dichas necesidades están vinculadas al tipo de actividad que realice la industria. Las demandas industriales presentan dos tipos de consumos: constantes o estacionales con una fuerte estacionalidad en ciertas épocas del año. A modo de ejemplo, grafiqué a continuación los consumos de dos industrias: la industria 1 con un consumo estable de 200 Mm³/d durante

todo el año y la industria 2 con un consumo estacional de 150 Mm³/d en verano y 75 Mm³/d en invierno.



EnerCom en una primera etapa captará clientes con consumo estable, en una segunda etapa buscará ampliar su *market share* con empresas de consumo estacional o variable. En el apartado “Segmentación de Mercado y Mercado Objetivo” amplió este punto.

Los clientes objetivo son:

1. Industrias con consumo estable:
 - a) industrias que producen cerámica
 - b) ladrillos
 - c) automotrices
 - d) alimenticias
 - e) cristalerías
2. Industrias con consumo variable o estacional:
 - a) tabacaleras
 - b) cítrícolas
 - c) aceiteras
3. Industrias que consumen gas y necesitan el servicio de despacho que se caracterizan por consumir menos de 10.000 m³/día.



Propuesta de valor

La propuesta de valor de EnerCom consiste en solucionar problemas de abastecimiento a los consumos industriales; en primer lugar, los agrupa para

equiparar su consumo al de las grandes industrias garantizando de esta manera un precio competitivo; en segundo lugar, debido a esta agrupación se convierte en un cliente importante por el volumen de compra para los productores y en tercer y último lugar, se ocupa de gestionar el transporte a las industrias sin generar una ganancia por ello, lo que en la jerga se conoce como *pass through*. El costo del transporte es directamente transferido al cliente sin ningún tipo de recargo o descuento.

La propuesta de valor de EnerCom se apalanca en brindar un servicio eficiente dando una rápida respuesta a las demandas de gas de sus clientes. Una ventaja con la que cuenta la empresa, más allá de ser un cliente interesante para los productores, es el servicio integral que brinda ya que EnerCom no solo intermediará en la compraventa de gas sino que también se ocupará de las tareas de Despacho del cliente y del transporte.

Hay ciertos clientes, como menciono en el apartado de “Segmentación”, que son sensibles a los precios y son pequeñas industrias por lo que EnerCom basará su propuesta de valor también en el precio garantizando el precio más bajo posible en la venta del gas.



Canales de distribución

Para poder llegar a los segmentos de clientes identificados se llevará adelante un fuerte trabajo a cargo del socio comercial de EnerCom. Dicho socio comercial es una persona reconocida en la industria por haber trabajado en los departamentos comerciales de diferentes empresas del sector quien se pondrá en contacto con gerentes comerciales de productores, distribuidoras e industrias para ofrecer los servicios de EnerCom.

Asimismo, es sumamente importante que EnerCom cuente con una página web bien diseñada y actualizada donde los clientes puedan ver los servicios que la comercializadora ofrece, quienes la integran, su misión, visión, entre otras características.



Relación con los clientes

La relación con los clientes es altamente personalizada a cargo del socio comercial mediante emails o contacto telefónico. El cliente puede contactar al socio comercial en cualquier momento para solicitar asistencia por problemas de demanda de gas o para nominar el gas que va a precisar en los días subsiguientes.



Flujo de ingresos

EnerCom percibirá sus ingresos de sus clientes por su intermediación en la compraventa del gas. Sus ingresos irán variando en función del precio que consiga negociar con los productores que dependerá del volumen que logre reunir agrupando la demanda, del poder de negociación de EnerCom y de las habilidades del socio comercial y obviamente del precio que determine el mercado en función de la oferta y la demanda y de los precios de otras alternativas de combustibles sustitutos.



Recursos clave

Un recurso clave para que EnerCom pueda crear y ofrecer su propuesta de valor, llegar a los clientes y mantener una buena relación con estos y con los productores y, a su vez, generar ingresos es la gente que integra la comercializadora, es decir, sus RRHH. EnerCom estará compuesta por actores clave cuyos contactos y conocimientos de la industria permitirán mantener fluidas relaciones comerciales y operativas con los grandes Productores de todas las cuencas gasíferas del país y con todas las Distribuidoras. Esta red permitirá a EnerCom gestionar el abastecimiento a sus clientes industriales mediante la provisión de gas natural de cualquier cuenca para industrias con contratos a medida, el servicio de despacho de gas natural y control de desbalances, la resolución de reclamos operativos y económicos, el transporte gasífero, el suministro del fluido en City-Gate.

Un segundo recurso clave para EnerCom es la financiación de sus proveedores sobre la cual se apalancará para hacer frente a los pagos de compra de gas en

tiempo y forma dado que paga a 30 días y cobra de sus clientes a 45 lo que resulta una gran ventaja para los clientes que se estarán financiando con la comercializadora.



Actividades clave

El modelo de negocios de EnerCom demanda una alta interacción con actores de la industria por lo que es importante participar en actividades como congresos, seminarios, conferencias, capacitaciones técnicas o exposiciones como por ejemplo la Oil&Gas que son puntos de encuentro con especialistas líderes, colegas y clientes. También resulta sumamente importante que los integrantes de EnerCom sean socios del Club del Petróleo que es una entidad que reúne a todos los actores de la industria mediante congresos, eventos sociales y deportivos.



Alianzas clave

El modelo de negocios de EnerCom exige que haya una excelente relación con los proveedores que son los productores para garantizar la renovación de los contratos que se firman anualmente y para que en caso de que un productor falle en la entrega del gas pactado poder comprar el volumen faltante fuera de lo acordado en el contrato anual. También es importante generar buenos lazos comerciales con otras comercializadoras, ya que EnerCom podría comprar gas natural a otra comercializadora y así cumplir con la demanda extraordinaria de gas de un cliente.



Estructura de costos

EnerCom cuenta con una baja estructura de costos. Más allá de la materia prima que sería lo más costoso y hasta tanto EnerCom encuentre el correcto balance entre sus ingresos y egresos, los costos más representativos son los sueldos de los integrantes de la comercializadora a estos hay que sumarle los

costos por el alquiler de una oficina y el equipamiento para su funcionamiento (no se necesitan más de dos computadoras en esta primer etapa y gastos de telecomunicación), el costo de una página web y los gastos por participar de las actividades que le permitan a los integrantes de la comercializadora generar *networking*.

ANÁLISIS FODA

Para poder analizar la situación competitiva de la empresa, emplee un análisis FODA a la luz de los conceptos del libro de Dvoskin (Dvoskin 2004) donde desarrolla los instrumentos estratégicos del marketing. El análisis FODA permite obtener un diagnóstico de las capacidades y recursos de EnerCom y del ambiente en el cual se desarrollará la comercializadora.



Análisis Interno	Fortalezas	Debilidades
	<p>Experiencia, capacidades y trayectoria del equipo de EnerCom</p> <p>Relación pre-existente entre el gerente comercial y los productores (proveedores)</p> <p>Conocimiento de la industria</p> <p>Garantía de aprovisionamiento de gas natural</p> <p>Bajos Costos</p>	<p>Carencia de gas propio para aprovisionar a las industrias</p> <p>Posibilidad de quedarse sin gas en caso de cortes para la demanda residencial</p> <p>Comercializadora nueva en el mercado</p> <p>Falta de respaldo financiero</p> <p>Posible conflicto de intereses con Productores en el futuro si EnerCom atiende industrias de mayor consumo</p>
Análisis Externo	Oportunidades	Amenazas
	<p>Posible crecimiento del mercado por ampliación de las redes de gas</p> <p>Expansión a un nuevo mercado ante la comercialización de energía eléctrica por desregulación de actividad y la comercialización de energías alternativas por inversiones incentivadas por políticas públicas.</p>	<p>Productos sustitutos</p> <p>Hay muchos competidores en el mercado</p> <p>Comercializadoras asociadas a las distribuidoras</p> <p>Es difícil diferenciarse: competencia directa de otras comercializadoras</p> <p>Los costos de cambio son bajos excepto para los casos que EnerCom brinda servicios de despacho de gas</p> <p>Posibilidad de que los posibles clientes contacten a PAE por querer que el productor les venda directamente el gas y no EnerCom</p>

EQUIPO DEL PROYECTO

La firma cuenta con profesionales con trayectorias destacadas dentro del mercado energético, desarrolladas durante años en compañías del sector de primera línea. Tres personas conformaran el equipo de trabajo: dos socios gerente que cubrirían las tareas comerciales y operativas (de Despacho) y un ejecutivo que se ocupará de la gestión administrativa.

El socio gerente comercial es un ejecutivo conocido en la industria y con amplia experiencia en la comercialización de gas natural ya que es el vínculo directo con los principales productores permitiéndonos garantizar el suministro continuo. La experiencia en la industria es requisito ya que debe contar con

conocimientos técnicos generales para la correcta interpretación de las necesidades del cliente y contribuir a la satisfacción de los mismos y asegurar la concreción de los volúmenes de venta propuestos. Asimismo, deberá asesorar permanentemente a sus Clientes en la gestión del negocio, verificando la correcta aplicación y utilización de los elementos definidos en la estrategia comercial, para contribuir a su mejora, crecimiento y cumplir con la normativa vigente.

El segundo miembro del equipo es el socio gerente que estará a cargo del despacho. El perfil de este socio es altamente técnico (con aptitudes comerciales) con amplios conocimientos sobre las cuestiones técnicas y operativas del despacho. El socio gerente de despacho estará a cargo del despacho que deberá prestar asistencia las 24 horas del día los 365 días del año permitiendo asegurar el cumplimiento de todos los aspectos operativos del servicio: solicitud y programación de los servicios contratados, seguimiento, control y reprogramación de las nominaciones diarias, Clearing diario con productores, transportistas y distribuidores, manejo de desbalances operativos a pedido de cliente, análisis de sus consumos y facturas.

Por último, el equipo se completará con un ejecutivo a cargo de la gestión administrativa ocupándose de los temas de facturación por la compra y venta del gas, de la planificación y ejecución del presupuesto de ingresos, costos y gastos relacionados con la actividad.

INVESTIGACIÓN DE MERCADO, SEGMENTACIÓN Y MERCADO OBJETIVO

Investigación de Mercado

Al momento de iniciar con la investigación de mercado los objetivos eran dos de los expuestos por Dvoskin (2004): 1. Proporcionar información que ayude a comprender el mercado y el entorno y 2. Identificar problemas y oportunidades. Puntualmente buscaba ver cómo se comportaban los segmentos de mercado y comparar la estrategia de EnerCom con la de otras comercializadoras existentes para posicionar a EnerCom determinando las estrategias a corto y largo plazo.

Las fuentes utilizadas para la investigación son las siguientes:

Primarias:

- Entrevistas a los gerentes comerciales de Pan American Energy y de Wintershall.
- Observación directa: Participé de una reunión en la cual una comercializadora solicitaba a PAE cotización para comprar gas.

Secundarias Externas:

- Informes de la consultora G&G Energy Consultants de Daniel Gerold.
- Informes del ENARGAS, informes del IAPG y revista Petrotecnia (revista especializada del IPAG).

Conclusiones de la Investigación de Mercado

Una vez analizados los resultados obtenidos noté que había encontrado la respuesta a un tercer objetivo que inicialmente no tenía en cuenta: desarrollar y evaluar cursos de acción alternativos de largo plazo para la comercializadora.

De hecho, la investigación de mercado permitió:

A. Conocer con mayor precisión el mercado:

1. Actualmente el abastecimiento de gas natural no satisface la demanda. El gran consumo invernal del sector residencial y comercial reduce la disponibilidad a otros sectores. Esta situación está condicionada por una situación de desequilibrio estructural cuya solución insumirá varios años y un impacto socio-económico considerable en millones de consumidores de productos energéticos variados. Para obtener mejoras de impacto, se requerirán plazos prolongados. (Ver Anexo 11).
2. El desequilibrio estructural se debe a que en los últimos años, tanto las reservas como la producción de gas natural se han visto reducidas ante la falta de claridad de reglas del juego, institucionalidad e incertidumbre respecto a los precios que reciben los productores que arriesgan e invierten. Se requiere el desarrollo de capital humano y cuantiosas inversiones para descubrir el recurso en un área determinada, desarrollarlo en cantidades comerciales y producirlo o traerlo a la superficie (boca de pozo) para que luego sea tratado y acondicionado para transportarlo y distribuirlo a los hogares, comercios, industrias y centrales térmicas. Un pozo de gas natural

produce por al menos 25 hasta 40 años, durante dicho periodo se requiere continuar desembolsando en el mantenimiento de los pozos, reparaciones, operación de las instalaciones de superficie, entre otras múltiples actividades. En promedio, solo 1 de cada 10 veces se descubre un yacimiento de tamaño suficiente para que sea producido comercialmente.

Recién a partir de 2015 se puede observar un cambio en la tendencia y un aumento en la producción reflejando los resultados de señales de precio claras.

3. Aumentó el número de pozos de gas por incentivos del Plan Gas en las cuencas Neuquina, Austral y San Jorge, las principales del país.
4. Otro concepto importante es que en un país donde casi el 87% del consumo primario de energía depende del petróleo y gas, resulta realista pensar que el abastecimiento de productos derivados del petróleo y de gas natural será primordial y básico. Se está buscando una mejora en el abastecimiento de gas natural: existen al menos 10 puntos porcentuales de demanda insatisfecha que se sustituye por gasoil mayormente.
5. A futuro, el gas natural continuará siendo cada vez más importante en las matrices energéticas de los países porque es un combustible mucho más limpio que su alternativa, el carbón o el *fuel oil*, para la generación eléctrica. Esto es, sus emisiones de dióxido de carbono son hasta 4 veces menores que el carbón, por lo que las economías más poderosas, buscarán incrementar su uso, esto finalmente aumentará su demanda y por lo tanto, como en todo bien escaso o limitado, su precio. Es un combustible mucho más barato que los combustibles líquidos como gasoil y naftas para aplicaciones cotidianas y en los procesos industriales. Los países que más crecerán en las próximas décadas ya lo ven incluso como un sustituto en el surtidor: China e India pretenden impulsar sus autos, camiones y barcos con gas natural o gas natural licuado.

B. Comprender y prever futuros cambios que se van a dar en el mercado.

Mediante una reunión con una comercializadora noté que debido a que se prevé una desregulación del segmento eléctrico dentro de los próximos dos

o tres años, dichas empresas están mirando la comercialización de energía eléctrica como un mercado adicional al de la comercialización de gas natural. Al suceder esto, se abriría la posibilidad de la compra directa a generadoras eléctricas sin la intervención de CAMMESA (Compañía Administradora del Mercado Mayorista Eléctrico). Las comercializadoras al igual que hoy sucede con el gas natural podrían actuar en este mercado como un agregador de demanda para que dichas generadoras vendan su electricidad. Para que EnerCom ingrese en este nuevo mercado una posibilidad sería estudiar la opción de cooperar con la competencia formando por ejemplo una alianza estratégica. La lógica detrás de la alianza sería, en primer lugar, compartir conocimientos y habilidades distintivas para aumentar rápidamente el valor del cliente. Ambas empresas podrían contribuir con recursos, conocimientos y experiencia en ambos negocios, tanto el negocio de la comercialización de gas natural como el de la comercialización de otras fuentes de energía. Como un objetivo a largo plazo, se podría estudiar entonces la posibilidad de una alianza formal para desarrollar ambos servicios manteniendo cada empresa su propia soberanía. Es un análisis que requiere un estudio más profundo pero que es importante mencionar para mirar nuevos mercados a largo plazo utilizando los recursos que haya desarrollado la empresa.

C. Evaluar y comparar las estrategias propias y de la competencia. Si bien la comercialización de gas abastece una demanda insatisfecha en el sector industrial estas mismas industrias tienen otras necesidades energéticas. Como vimos el gas explica gran parte del consumo de energía en el país pero también lo son los líquidos combustibles o la generación eléctrica. La diversificación de ingresos además del gas parece ser una tendencia en varias comercializadoras que buscan darle a sus clientes un servicio más integral y no únicamente limitado a la provisión de gas natural.

Fue durante una entrevista a una segunda comercializadora que entendí que las distribuidoras, como ya mencioné en párrafos anteriores, tienen comercializadoras asociadas que abastecen a los clientes P3. Es decir, como las distribuidoras no pueden abastecer a estas industrias según lo establecido en la Resolución 752/2005, crearon sus propias comercializadoras asociadas que al manejar la información de la zona de

distribución puede adquirir clientes difíciles de identificar. También comprendí que la competencia es feroz ya que los márgenes son sustanciales, por ejemplo, en el caso de una distribuidora que no creó su comercializadora asociada, los clientes de su zona fueron abastecidos por otras comercializadoras. Diez años después, cuando dicha distribuidora creó su propia comercializadora aplicó una estrategia agresiva para capturar esos clientes utilizando la información a la que tenía acceso en su carácter de distribuidora. Intentaron aplicar esta misma estrategia (en algunos casos amenazando a las industrias con desbalancear los volúmenes nominados) con industrias más grandes pero estas contraatacaron con el argumento de que si la distribuidora no cumplía con lo pautado iban a presentar una denuncia ante el ENARGAS.

D. Evaluar la elección de un nombre más adecuado para la comercializadora. El gas natural actualmente es extraído de cuencas maduras y poco a poco la producción va declinando ya que el gas del yacimiento se va acabando. En Argentina el 80% del gas se produce en reservorios convencionales en cuencas maduras. Por su naturaleza geológica, estos campos están declinando fuertemente, por la caída de la presión de los reservorios, lo que obliga a ir hacia nuevas fronteras para el desarrollo de la oferta local de gas natural. Para pensar a largo plazo en la sostenibilidad del negocio que realizará EnerCom debemos mirar otras fuentes de energía a comercializar y no solo el gas natural. En función de este dato que me dio la investigación de mercado, modifiqué el nombre elegido inicialmente para la comercializadora (GasCom) para no limitarla únicamente a la comercialización de gas natural y abrirla, a futuro, a otros mercados en la comercialización de energía.

E. Investigar sobre precios. Mediante informes del mercado energético obtenidos de la mencionada consultora y una reunión con una comercializadora verifiqué que la propuesta de EnerCom de obtener un margen de 2,5% es prácticamente el mismo que aplican las comercializadoras, que actualmente aplican un margen de entre 2,5% y 3%.

Segmentación y Mercado Objetivo

Para poder hacer una adecuada segmentación tomé el modelo de segmentación por 3 etapas de Kotler (2001). Primero definí los distintos grupos de compradores de gas natural según la segmentación que hace el ENARGAS; luego, seleccioné los segmentos de mercado en los cuales ingresar y, por último, realicé un posicionamiento de mercado definiendo los servicios que EnerCom ofrecerá en función de las necesidades a atender.

El mercado que atacará EnerCom está compuesto por el sector industrial. Identifiqué los siguientes segmentos en función de sus necesidades de consumo y el impacto que tiene el gas en su matriz de costos.

Necesidad de consumo:

- a. Industrias con un consumo estable, como por ejemplo las papeleras que tienen el mismo nivel de consumo durante todo el año.
- b. Industrias con consumo variable en las cuales el nivel de consumo está íntimamente relacionado con sus procesos productivos que necesitan gas en verano por época de cosecha como por ejemplo las cítricas.
- c. Industrias que precisan comprar gas y además necesitan servicio de despacho de gas.

Impacto en la matriz de costos:

Segmenté a los compradores (las industrias) entre aquellos que son sensibles a precios ya que el gas que compran representa una fracción significativa de sus estructuras de costos y aquellos en los cuales el gas representa un porcentaje mínimo en su matriz de costos por lo que no son sensibles a los precios. Para las plantas sojeras, por ejemplo, el gas natural es un insumo básico en todo el proceso, porque las plantas funcionan con gas, pero además es imposible reemplazarlo por gasoil para la etapa de secado de granos.

Los sectores en los que los consumos energéticos tienen una mayor repercusión sobre el gasto son los de fabricación de azulejos, baldosas, ladrillos, tejas y productos de tierras cocidas para la construcción; cemento, cal y yeso; pasta papeleras, papel y cartón; fibras artificiales y sintéticas; acabado de textiles; y extracción de minerales no energéticos.

El cliente ideal para EnerCom es el cliente SGP3 con un consumo mayor a 300 m³/día y que no están tan atentos al precio del gas ya que éste no impacta de

manera significativa en su matriz de costos. Es con este tipo de clientes con el cual la comercializadora va a poder pagar su máximo margen.

En una primera etapa EnerCom firmará contratos de abastecimiento por el mismo volumen total que requiere el segmento objetivo que son las industrias con consumo estable o *flat*.

Para una segunda etapa y una vez que EnerCom esté establecida en el mercado con clientes de consumo estable, para poder ampliar su participación abastecerá a un tipo de cliente estacional cuyo volumen se consume en época de cosecha con lo cual debería negociar contratos de abastecimiento adicionales para abastecer esa demanda. Esos contratos pueden ser en base interrumpible con diferentes productores.

De esta manera, EnerCom abastece en época de cosecha a las industrias estacionales que consumen en lo que en la jerga se conoce como “meses híbridos”. En los meses híbridos las temperaturas medias hacen que tanto la demanda residencial como la generación eléctrica sean bajas por lo que hay sobrante de gas. Este sobrante, hace que los contratos interrumpibles adquieran tácitamente carácter de firmes y así garantizar el suministro ininterrumpido de gas a un precio más bajo.

Como mencioné anteriormente, el Ente clasifica a las industrias según el volumen consumido de menor a mayor en SGP1, SGP2 y SGP3 siendo las industrias de la categoría SGP3 con consumo mayor al equivalente a 300 m³/d clientes objetivo de EnerCom. Para estos clientes EnerCom negociará con los productores un precio de gas natural en boca de pozo equivalente al que paga una industria con consumos mayores como también los servicios de transporte para luego ser tomados y distribuidos por la distribuidora zonal hasta el punto de consumo. Son pocas las comercializadoras que se ocupan de contratar el servicio de transporte por cuenta y orden del cliente y sin un margen como lo estará haciendo Enercom por lo que es un servicio que ayudará a posicionar la comercializadora en el mercado.

PLAN DE MARKETING

PRODUCTO

Como bien establece Kotler (Kotler 1999), “el marketing es el arte de encontrar, desarrollar y aprovechar las oportunidades”. EnerCom se presenta como un *bróker* de Gas Natural que encuentra y aprovecha una oportunidad de mercado para suministrar algo que es escaso.

Existe una necesidad de abastecimiento de gas de un grupo de consumidores que es menor a la necesidad de abastecimiento de las industrias que firman contrato con los productores por más de 10.000 MMm³/día. EnerCom busca satisfacer esa necesidad agrupando a estos “pequeños consumidores” abasteciéndolos de gas y negociando precios competitivos de la industria. Por otro lado, EnerCom suministra un servicio existente de una manera superior ya que también les estaría brindando a estos pequeños clientes atomizados el servicio de despacho de gas. El desafío es desarrollar esa demanda, EnerCom ya ha identificado los consumidores/clientes, su trabajo ahora consiste en venderles el servicio, conservarlos e incrementarlos.

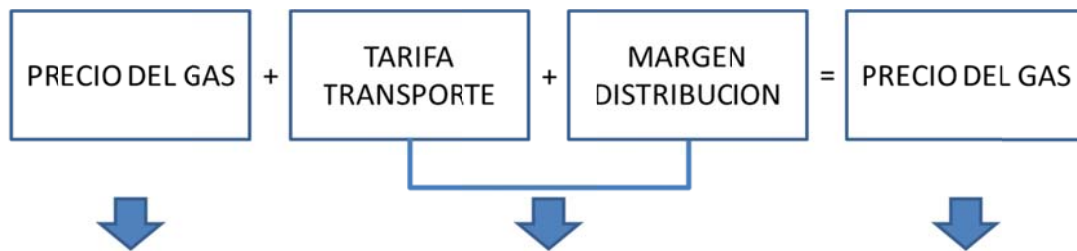
El servicio no es nuevo, ya existe y ya hay jugadores en el mercado que lo ofrecen. Sin embargo, la manera que tiene EnerCom de diferenciarse, junto con la garantía de suministro que es el punto de partida para resolver los problemas de los clientes, es ofrecer servicios valiosos que están alrededor del producto (que es el gas natural) como el servicio de despacho de gas a la vez que se establecen relaciones estratégicas con estos clientes. El despacho resuelve un problema operativo para el cliente asegurando un suministro sin interrupciones y las relaciones estratégicas generan un trato personalizado para resolver cualquier problema.

PRECIO

Como punto de partida para la determinación del precio consideré las inversiones que tiene que hacer EnerCom y el compromiso de crecimiento para no estancarse ni deteriorar su infraestructura y calidad del servicio. Los costos determinan el precio mínimo al que EnerCom está dispuesta a vender y el mercado el precio máximo que está dispuesto a pagar por el gas.

Existen dos maneras de determinar el precio del gas natural: libremente entre productores y distribuidoras (o grandes usuarios) por las leyes del mercado

(oferta y demanda) o por la regulación de las autoridades gubernamentales. Para el segmento industrial, también llamado segmento libre, el precio se determina por las leyes del mercado no así para el resto de los segmentos (generación eléctrica, GNC, residencial, etc.). El esquema a continuación muestra cómo se conforma el precio del gas en Argentina para dicho segmento:



Libremente negociado a partir del 1° de enero de 1994

Regulados con tarifas máximas

Autoriza ENARGAS

- Tarifas varían de acuerdo a distancia y modalidad de consumo (firme o interrumpible)
- Ajuste automático cada 6 meses en las tarifas de Transporte y Distribución de acuerdo al índice de Precios de Productores Industriales de USA.
- Ajuste estacional del Precio del gas (Período estival-invernal)
- Revisión quinquenal del esquema tarifario (en función de la eficiencia y las inversiones)

Fuente: ENARGAS

El precio del gas que vende EnerCom está compuesto por el precio en boca de pozo (que este a su vez se forma por el precio del gas + gas combustible) más la tarifa de transporte publicada en la página de TGS Resolución ENARGAS N° I/4054/2016.

El porcentaje de gas combustible depende del consumo de las compresoras y pérdidas en línea de producción. Es por ello, que a mayor distancia entre la boca de pozo y City Gate mayor es el número de compresoras por ende la pérdida es mayor. Es por esto que el porcentaje de la ruta Tierra del Fuego-GBA es mayor que el porcentaje de la ruta Neuquén-GBA.

Luego la distribuidora toma el gas en City Gate y lo distribuye a las industrias y por este servicio cobra un importe que factura directamente a la industria. De esta manera, EnerCom podrá componer el costo total del servicio sumando al costo del gas natural en el Punto de Ingreso del Sistema de Transporte que hubiera pactado y el costo del transporte para la ruta elegida dejando el margen de distribución en manos de la distribuidora zonal el monto facturado en concepto de distribución.

Para la estacionalidad del precio, EnerCom tuvo en cuenta el precio de verano que incluye los meses de octubre, noviembre, diciembre, enero, febrero, marzo y abril y el precio de invierno que incluye los meses de mayo, junio, julio, agosto y septiembre tomando la correspondiente cantidad de días en función de cada mes.

En el capítulo 7 “Costos y Finanzas” se hace la correspondiente medición de precios y análisis financiero.

En la venta del Gas Natural los precios pueden variar por diferentes factores:

- Pueden reducirse temporalmente por volumen para favorecer compras de gran volumen o clientes más importantes.
- Por temporada ya que en verano debido al excedente de gas los precios bajan.
- Cuando una industria que no es cliente de EnerCom necesita gas por no haber recibido lo pautado con su proveedor el precio que pagará será seguramente más alto.

PLAZA

La venta del producto (Gas Natural) y de los servicios que EnerCom brindará alrededor del producto no será por medio de un canal tradicional ya que estará a cargo del gerente comercial que es un experto y no un simple vendedor. De esta manera el cliente contacta de manera directa o por correo electrónico al gerente comercial lo que le permite recibir un servicio adaptado a sus necesidades específicas. La informática es su canal más importante luego de la atención personalizada del gerente comercial, que permite brindar un servicio rápido a un bajo precio.

PROMOCIÓN

Considerando que es un negocio B2B, los productos y la calidad de los servicios no son muy diferentes a los de otros y los precios son prácticamente iguales por lo que la diferencia (como ya he mencionado) estará en el servicio superior y la venta personalizada. Es por ello que los esfuerzos de promoción estarán dirigidos a los colaboradores comerciales de las industrias identificadas como clientes objetivo. Dependiendo de la industria y de la organización interna de la empresa, los comerciales suelen ocupar cargos de gerentes de compras, de compras y logística, gerentes de insumos energéticos, insumos estratégicos

y control de gestión, de gas natural, energía eléctrica y combustibles o simplemente de energía. Sus necesidades de consumo van a depender del tipo de industria y responden a la segmentación que realizamos con anterioridad.

En primer lugar, los clientes potenciales deben saber que EnerCom existe, para ello utilizaremos las siguientes formas de comunicación formal y sistemática:

Venta personal: los esfuerzos comerciales del gerente comercial que se contactará con los posibles clientes de manera telefónica o por email y trate de influir en su decisión de compra.

Publicidad: Para un público más masivo utilizaremos revistas del sector como por ejemplo la revista del Club del Petróleo o la revista Petrotecnia del IAPG (Instituto Argentino del Petróleo y Gas) que tiene una clara selección de la audiencia y permite incluir información concreta y específica de la comercializadora.

Mientras que, para una comunicación más directa con el consumidor utilizaremos el contacto vía email.

COSTOS Y FINANZAS

DESCRIPCIÓN DE LOS COSTOS

Precio de compra del gas natural

Como ya he mencionado, EnerCom adquirirá de la Cuenca Neuquina 200.000 m³/día y 100.000 m³/día de la Cuenca de Tierra del Fuego a estos volúmenes hay que adicionarle el gas combustible.

El precio de compra del gas natural varía en 0,10 centavos de dólar por MMbtu ya que a mayor cantidad menor es el costo negociado con cada productor para el caso de la Cuenca Neuquina y para el caso de Tierra del Fuego el gas tiene un costo menor por los mayores costos de transporte. (Ver Anexo 12)

		m ³ /d	US\$/MMbtu	
CUENCA	PRODUCTORES	CMD	VERANO	INVIERNO
NQN	TOTAL	52.554	4,60	5,10
NQN	WINTERSHALL	105.108	4,50	5,00
NQN	PAE	52.554	4,60	5,10
SUBTOTAL NQN		210.217	4,55	5,05
TDF	PAE	112.701	3,80	4,70
SUBTOTAL TDF		112.701	3,80	4,70
SUMA		322.918	4,29	4,93

Precio de venta del gas natural

Se calcula un 2,5% de margen sobre el precio de compra y luego se adiciona el costo del transporte interrumpible y el costo del gas combustible (ver Anexo 13 para el precio de venta por cuenca).

		m ³ /d	US\$/MMbtu	
CUENCA	CLIENTES	CMD	VERANO	INVIERNO
NQN	VARIOS	50.000	5,12	5,63
NQN	VARIOS	100.000	5,01	5,52
NQN	VARIOS	50.000	5,12	5,63
SUBTOTAL NQN		200.000	5,06	5,58
TDF	VARIOS	100.000	4,66	5,58
SUBTOTAL TDF		100.000	4,66	5,58
SUMA		300.000	4,93	5,58

Precio del transporte interrumpible

La tarifa regulada por el ENARGAS para el transporte interrumpible de gas para la ruta Neuquén - Gran Buenos Aires asciende a 0,17 U\$/MMBtu y para la ruta Tierra del Fuego - Gran Buenos Aires asciende a 0,28 U\$/MMBtu a estos importes debe sumarse el porcentaje de gas combustible para llevar el gas a destino (Ver Anexo 14). Dicho volumen está determinado por el ENARGAS y en el caso de la ruta Neuquén – Gran Buenos Aires es de 4,86% y para la ruta Tierra del Fuego – Gran Buenos Aires 11,27%.

Tomando como referencia los precios al transporte interrumpible del tarifario TGS estimé los siguientes costos al transporte:

Precio del Gas Natural: Costo Gas Natural x Margen de utilidad del 2,5% + Transporte Interrumpible + Gas Combustible

VERANO

PRECIO TI [TDF - GBA]		PRECIO TI [NQN - GBA]		PRECIO TI [NQN - GBA]	
	US\$/MMbtu		US\$/MMbtu		US\$/MMbtu
PRECIO TDF	3,80	PRECIO NQN	4,60	PRECIO NQN	4,50
TI (TDF - GBA)	0,28	TI (NQN - GBA)	0,17	TI (NQN - GBA)	0,17
COMBUSTIBLE (11,27%)	0,48	COMBUSTIBLE (4,86%)	0,23	COMBUSTIBLE (4,86%)	0,23
SUBTOTAL	0,76	SUBTOTAL	0,40	SUBTOTAL	0,40
PRECIO PUESTO		PRECIO PUESTO		PRECIO PUESTO	
4,56		5,00		4,90	

INVIERNO

PRECIO TI [TDF - GBA]		PRECIO TI [NQN - GBA]		PRECIO TI [NQN - GBA]	
	US\$/MMbtu		US\$/MMbtu		US\$/MMbtu
PRECIO TDF	4,70	PRECIO NQN	5,10	PRECIO NQN	5,00
TI (TDF - GBA)	0,28	TI (NQN - GBA)	0,17	TI (NQN - GBA)	0,17
COMBUSTIBLE (11,27%)	0,48	COMBUSTIBLE (4,86%)	0,23	COMBUSTIBLE (4,86%)	0,23
SUBTOTAL	0,76	SUBTOTAL	0,40	SUBTOTAL	0,40
PRECIO PUESTO		PRECIO PUESTO		PRECIO PUESTO	
5,46		5,50		5,40	

Tipo de Cambio = 15,50

Los costos de transporte aumentarán en línea con los aumentos del precio del gas natural a una tasa del 5% anual a partir del 2018 ya que el mencionado tarifario publicado por TGS aplica para 2017.

Tipo de Cambio

Debido a que las operaciones se efectúan en dólares estadounidenses los ingresos y gastos se calculan en dicha moneda. El tipo de cambio, aplicable para pagar en dólares los gastos en pesos argentinos, es de \$15,50 por dólar estadounidense. La tasa de inflación aplicable es del 2% anual considerando que las compras y ventas se realizan en dólares estadounidenses.

Mercado

Por día se venden en Argentina 100.000.000 m³/d de los cuales EnerCom adquiriría de los productores 300.000 m³/d para la venta.

Market Share

EnerCom estima un *market share* del 0,3% que se incrementará a una tasa promedio del 2% anual a lo largo del período proyectado, siguiendo una tendencia de crecimiento de la demanda como se expuso en “*Tamaño De Mercado*”.

Precio

Teniendo en cuenta la devaluación del año 2016 y que, los precios son en dólares estadounidenses, se estima un escenario conservador donde los precios se incrementan un 5% anual.

Gastos Administrativos y Comerciales

EnerCom estima los siguientes gastos administrativos y comerciales para el año 2017. La compañía estima que éstos aumentarán siguiendo el ritmo de la inflación.

Concepto	Detalle	ARS/mes	Unitario USD/anual	USD/anual
Sueldo del Socio A		50.000		38.709,68
Sueldo del Socio B		50.000		38.709,68
Sueldo del Socio C		50.000		38.709,68
Bono Socio A		150.000		9.677,42
Bono Socio B		150.000		9.677,42
Bono Socio C		150.000		9.677,42
Cargas Sociales Directores		2.000		1.548,39
Telefonia		5.000		3.870,97
Total Gastos de sistemas				720
	Licencias Office 360 para 3 usuarios		500	500
	Casillas de Correo (3)		120	120
	Hosting		100	100
Gastos de representación		50.000		38.709,68
Insumos	Tarjetas corporativas, gastos de librería, otros insumos	20.000		1.290,32
Total Honorarios contables				15.483,87
	Fee Mensual	15.000	11.613	
	Auditoria anual	60.000	3.871	
Honorarios legales	Fee Mensual (llevar los libros, renovación de contratos, etc.)	30.000		23.225,81
Alquiler de oficina 30 mts ² y gastos		15.000		11.612,90
Licencias y habilitaciones				
	ENARGAS	53.000		3.419,35
Gastos administrativos y comerciales totales				245.762,58

Impuesto a las Ganancias; Otros Impuestos

La alícuota aplicable al impuesto a las ganancias es 35% (Anexo 15) que no se aplicará en 2017 ya que la empresa presenta un quebranto impositivo por lo que no pagará ganancias el primer año. Los Ingresos Brutos (3% anual) se calculan sobre el margen bruto de la comercializadora ya que el cliente hará frente al pago de estos impuestos como sujeto obligado. Los impuestos a los créditos y débitos ascienden al 12% anual. El impuesto a los créditos es del 0,06% anual sobre las ventas y el impuesto a los débitos es del 0,06% anual

sobre los costos. En el cálculo del impuesto a los créditos se estima un recupero del 35% de ganancias (por lo que EnerCom pagará un 65% neto de impuesto a los créditos).

Capital de Trabajo

El capital de trabajo se debe calcular en función a las cuentas a cobrar y cuentas a pagar. La empresa cobra sus ventas a los 30 días y paga a sus proveedores a los 45 días.

Los socios de EnerCom realizarán un aporte de capital inicial para cubrir el desfase en el cobro a sus clientes de 15 días, financiándose con una entidad bancaria a una tasa nominal anual del 4.9% anual en dólares estadounidenses.

Inversión Inicial

La caja inicial equivale al aporte inicial de los socios que asciende a U\$S 585.000.

Premisas Operativas

Podemos resumir las premisas operativas de la siguiente manera para el armado del presupuesto financiero y del presupuesto económico:

Universidad de
San Andrés

EnerCom S.A.					
Premisas Operativas					
Año	2017	2018	2019	2020	2021
1. Mercado	300.000	306.000	312.120	318.362	324.730
Gas m3/d TDF	100.000	102.000	104.040	106.121	108.243
Gas m3/d NQN	200.000	204.000	208.080	212.242	216.486
Crecimiento Mercado (%)	0%	2%	2%	2%	2%
2. Volumen Comprado a los Productores	322.918	329.376	335.964	342.683	349.537
Gas m3/d TDF	112.701	114.955	117.255	119.600	121.992
Gas m3/d NQN	210.217	214.421	218.709	223.083	227.545
Crecimiento Mercado (%)	0%	2%	2%	2%	2%
3. Precios de Compra (Boca de Pozo)					
PRECIO Gas MMBtu/d TDF Verano	3,80	3,99	4,19	4,40	4,62
PRECIO Gas MMBtu/d TDF Invierno	4,70	4,94	5,18	5,44	5,71
PRECIO Gas MMBtu/d NQN Verano	4,55	4,78	5,02	5,27	5,53
PRECIO Gas MMBtu/d NQN Invierno	5,05	5,30	5,57	5,85	6,14
Crecimiento Mercado (%)	0%	5%	5%	5%	5%
4. Precios de Transporte					
PRECIO Gas MMBtu/d TDF Verano	0,28	0,30	0,31	0,33	0,34
PRECIO Gas MMBtu/d TDF Invierno	0,28	0,30	0,31	0,33	0,34
PRECIO Gas MMBtu/d NQN Verano	0,17	0,17	0,18	0,19	0,20
PRECIO Gas MMBtu/d NQN Invierno	0,17	0,17	0,18	0,19	0,20
Actualización Tarifa	0%	5%	5%	5%	5%
5. Precios de Venta					
PRECIO Gas m3/d TDF Verano	4,66	4,89	5,14	5,39	5,66
PRECIO Gas m3/d TDF Invierno	5,58	5,86	6,15	6,46	6,78
PRECIO Gas m3/d NQN Verano	5,06	5,32	5,58	5,86	6,15
PRECIO Gas m3/d NQN Invierno	5,58	5,85	6,15	6,45	6,78
Crecimiento Mercado (%)	0%	5%	5%	5%	5%
6. Variables Macroeconómicas					
Inflación (%)		2%	2%	2%	2%

Presupuesto Económico

Estado de Resultados (US\$)					
Año	2017	2018	2019	2020	2021
Ventas	21,014,631	22,506,670	24,104,644	25,816,074	27,649,015
Costos de Producción	20,646,775	21,679,113	22,763,069	23,901,223	25,096,284
Utilidad Bruta	367,857	827,557	1,341,575	1,914,851	2,552,731
Imp Credito	81,957	87,776	94,008	100,683	107,831
Imp Debito	125,434	131,609	138,143	145,003	152,206
IIBB	11,036	24,827	40,247	57,446	76,582
Tasas	218,426	244,212	272,399	303,132	336,619
Gastos	258,839	255,691	260,805	266,021	271,342
EBITDA	-109,409	327,654	808,371	1,345,698	1,944,771
EBITDA (%)	-1%	1%	3%	5%	7%
Depreciaciones	0	0	0	0	0
EBIT	-109,409	327,654	808,371	1,345,698	1,944,771
Intereses	-16,131	-17,000	-7,875	0	0
EBT	-125,540	310,654	800,496	1,345,698	1,944,771
Impuestos	43,939	-108,729	-280,174	-470,994	-680,670
Resultado Final	-81,601	201,925	520,322	874,704	1,264,101

Presupuesto Financiero

Flujo de Fondos (U\$S)						
Año	0	2017	2018	2019	2020	2021
EBITDA		-109,409	327,654	808,371	1,345,698	1,944,771
Variaciones de KT		-815,547	-156,387	-107,498	-117,023	-127,318
Menos Impuestos		0	-114,679	-282,930	-470,994	-680,670
Operating Cash Flow		-924,956	56,588	417,943	757,681	1,136,783
Menos Inversiones		0	0	0	0	0
Free Cash Flow		-924,956	56,588	417,943	757,681	1,136,783
Ahorro Fiscal		5,646	5,843	2,707	0	0
Toma		465,000				
Cancelación		-100,000	-50,000	-315,000		
Pago de Intereses		-16,131	-16,694	-7,733	0	0
Debt Cash Flow		348,869	-66,694	-322,733	0	0
Equity Cash Flow	585,000	-570,442	-4,263	97,917	757,681	1,136,783
Free Cash Flow Acumulado(MM USD)		14,558	10,295	108,212	865,893	2,002,676
Caja	585,000	14,558	10,295	108,212	865,893	2,002,676

Como podemos apreciar del análisis del presupuesto financiero, con el aporte inicial de los socios la empresa financia parte de las operaciones del primer año y a partir de mediados de 2019 las operaciones se comienzan a financiar con recursos propios.

Si observamos el Flujo de Fondos surge que en 2017 EnerCom requiere financiación por U\$S 465.000 y logra cancelar U\$S 100.000 de dicho crédito pagando intereses anuales que ascienden a U\$S 16.131 (Anexo 19). Para ver cómo se calcula la financiación mes a mes durante 2017 ver Anexo 17 (Cash Flow Mensual). En 2018 la compañía cancela deuda por U\$S 50.000 pagando intereses a una tasa mensual de 0,41%, es decir, abonando U\$S 16.694 por dicho concepto y, finalmente, en 2019 termina de pagar la deuda por U\$S 315.000 pagando un interés de U\$S 7.733. De esta manera salda la deuda tomada en 2017 por U\$S 465.000.

VAN, TIR y Payback

La TIR del proyecto es del 43% anual y el período de recupero es dentro del año 3 (año 2019). Calculé el VAN del proyecto utilizando el Free Cash Flow y un WACC del 10,9%, obteniendo un valor presente de U\$S 699.667.

A la luz de los conceptos estudiados en las materias Finanzas y Fusiones y Adquisiciones y los conceptos esbozados en el texto de Fraile (Fraile et al.

2013) la contribución económica del proyecto es de U\$S 699.667. Esto quiere decir que el proyecto de crear una comercializadora de gas en Argentina supone una riqueza adicional equivalente a U\$S 699.667 por encima del retorno del 10,9% anual.

No utilicé valor terminal para la formula ya que el mercado energético argentino es sumamente dinámico y dificulta proyectar a largo plazo variables estables en el tiempo.

Para el cálculo del WACC se tomaron las siguientes premisas:

- Tasa del bono del Tesoro Norteamericano a 10 años (fuente: <https://www.google.com/finance>)
- Prima de Riesgo del Mercado Accionario (Fuente: Damodaran, para la industria de Oil/Gas Distribution)
- Beta apalancado (Fuente: Damodaran para la industria de Oil/Gas Distribution)
- Beta desapalancado (fuente: Damodaran para Oil/Gas Distribution)
- Costo de la deuda de 4,91% (fuente: Damodaran para la industria de Oil/Gas Distribution)
- Riesgo País del 5% (fuente: www.puentenet.com/mercado/riesgoPaisCotizaciones!getListaRiesgosPais.action)

Tasas de Descuento (%)			
WACC		APV	
Equity / (Equity + Debt)	63,0%		
Debt / (Equity + Debt)	37,0%		
Cost of Debt (%)	4,9%	Cost of Debt (%)	4,9%
Taxes (%)	35,0%		
After-tax Cost of Debt (%)	3,19%		
Levered Beta	1,33	Levered Beta	1,33
Unlevered Beta	0,75	Unlevered Beta	0,75
Relevered Beta			
Risk-free Rate (%)	2,5%	Risk-free Rate (%)	2,5%
Premium Equity (%)	8,4%	Premium Equity (%)	8,4%
Relevered Beta	95,0%	Unlevered Beta	0,75
Riego Pais (%)	5,0%	Riego Pais (%)	5,0%
ke=	15,4%	Unlevered Cost of Equity (%)	13,7%
WACC (%)	10,9%		

Valuación WACC (US\$)

Año	2016	2017	2018	2019	2020
Free Cash Flow	-924,956	56,588	417,943	757,681	1,136,783
WACC (%)	10.8%				
Firm Value (NPV)	699,667				

Universidad de
San Andrés

INVERSIÓN NECESARIA

El principal objetivo es maximizar el valor de la firma. Dado que EnerCom es una empresa que necesita de un capital inicial con el fin de asegurar la disponibilidad de fondos que serán utilizados para afrontar el pago de los primeros costos y gastos y los socios han contemplado realizar una inversión inicial con capital propio quedándose con el 63% de capital de la compañía y el 37% restante estará conformado por deuda que surge del financiamiento de una entidad bancaria.

Así, EnerCom se financiará con capital propio por U\$S 585.000 y se financiará con sus proveedores por la diferencia entre sus cobros y sus pagos a una tasa de interés del 4.9% anual en dólares estadounidenses.

Con el capital aportado se financiarán los conceptos que se detallan a continuación:

Concepto	Detalle	Importe en AR\$	Importe en U\$S
Aporte de Capital Social S.A.		\$ 100.000,00	
Escribano	(incluye el fee por rubricación de libros societarios)	\$ 9.000,00	
Honorarios Impositivista	(Trámites ante AFIP)	\$ 3.000,00	
Formularios y Tasas	(AFIP e IGJ)	\$ 3.000,00	
Publicación de Edictos		\$ 1.000,00	
Certificación de Firmas		\$ 1.500,00	
Compra de Libros	(Directorio, Asamblea, Registro de Asistencia, Registro de Acciones, Inventario y Balance, IVA Compras, IVA Ventas, Libro Diario)	\$ 5.000,00	
Tasas de Rúbrica		\$ 2.000,00	
Inscripción	Enargas - Registro de Comerc. Y Contratos de comercialización	\$ 2.000,00	
Gastos de Constitución de la S.A.		\$ 126.500,00	\$ 8.161,29

Además de los gastos para la constitución de la sociedad, calculé el aporte inicial en base a la caja que necesita EnerCom para el giro de sus operaciones buscando el mix óptimo de deuda y equity en base al siguiente análisis:

- EERR mensual al 2017 para poder proyectar un cash flow mensual (Anexo 16).
- Cash Flow Mensual de 2017 (Anexo 17).
- Working Capital mensual para las operaciones del negocio.
- Deuda financiera que surge del interés por la financiación acordada con mis proveedores durante 2017 (Anexo 18).

El Estado de Resultados mensual demuestra que en los meses de invierno, los resultados negativos son significativamente mayores ya que los precios aumentan por una mayor demanda pero si miramos el EERR anual las operaciones arrojan un resultado positivo que aumenta en los siguientes ejercicios con el crecimiento proyectado de las ventas.

ASPECTOS REGULATORIOS

La industria del gas en Argentina se rige por la ley 24.076 que establece el marco regulatorio de la actividad, su privatización, creación del ente regulador, transición.

Las obligaciones que tiene EnerCom bajo dicha ley son las siguientes:

1. Inscribirse en el **Registro de Comercializadores y de Contratos de Comercialización** que se encuentra en la órbita del ENARGAS como persona jurídica que pretende comercializar gas natural. Los postulantes al Registro de Comercializadores abonarán, al tiempo de presentar su solicitud de inscripción y matriculación, un derecho de inscripción al Registro igual a PESOS DOS MIL (\$ 2.000)
2. Presentar del 1° al 10 de cada mes, la información consignada en el ANEXO II de la Resolución ENARGAS 478/97 (composición accionaria, nombre de la sociedad, fecha, nombre de los accionistas, clase de acciones, cantidad de acciones, valor nominal, votos por acción, capital suscrito y participación accionaria) bajo apercibimiento de aplicársele las sanciones previstas por dicha resolución.
3. Con posterioridad al cumplimiento de lo requerido en el punto 2 precedente, los Comercializadores tendrán la obligación de registrar ante el ENARGAS el primero de los contratos que celebren con los sujetos indicados y luego, sólo sus modificaciones por Adenda a aquél o el texto completo en caso de firmarse un nuevo contrato, fijándose para su presentación el día 15 de cada mes o el día hábil subsiguiente.
4. Registrar en el sistema del MEG, en carácter de EAD (Entidad autorizada al Despacho), los **contratos de comercialización** (Nota ENARGAS 4528/08). Registrar ante el ENARGAS en un plexo de 30 días hábiles administrativos de presentada la solicitud de inscripción en el Registro de Comercializadores y Contratos, con el carácter de Declaración Jurada, todos los contratos que hayan suscrito con productores, transportistas, distribuidores y grandes usuarios, en el ejercicio específico de su función, acompañando copia autentica de cada uno de ellos a los efectos de su registración.

5. Abonar anualmente y por adelantado la **Tasa de Fiscalización y Control** (Art. 63, Ley 24.076 / Art. 7°, Resolución ENARGAS 478/97) a los efectos de solventar los consiguientes costos asumidos por parte del ENARGAS. Actualmente es de \$53.000.
6. Presentar del 1° al 10 de cada mes, la **información** del ANEXO B del Anexo I de la Resolución ENARGAS 478/97 (información sobre operaciones realizadas el mes inmediato anterior: proveedor al que compra gas natural, proveedor al que adquiere servicios de transporte, punto de inyección al sistema de transporte, punto de entrega, volumen inyectado en el punto de ingreso al sistema de transporte y volumen entregado al cliente, precio al que compra el gas y/o el servicio de transporte, fecha de la transacción y plazo de la misma) (Art. 7°, Resolución ENARGAS 478/97).
7. **Registrar** ante el ENARGAS los **contratos** que celebren y sus modificaciones antes del día 15 de cada mes o el día hábil subsiguiente (Art. 8°, Resolución ENARGAS 478/97).
8. Presentar los estados contables, en forma trimestral y anual, dentro de los 150 días corridos de finalizado el trimestre o ejercicio económico por el cual se presentan, e informar cualquier modificación o transferencia de su composición accionaria (Resolución N° 830/98).

San Andrés

PLAN DE DESARROLLO E IMPLEMENTACIÓN

Utilicé un esquema de Gantt para instrumentar el plan de implementación que se extiende hasta un plazo de 3 meses y medio. Considerando que ya se cuenta con clientes interesados en la compra y venta de gas natural y que la mayoría de las tareas son administrativas, el esquema planteado para iniciar con el negocio es el siguiente:

Actividades / Tareas	2017 - Semanas														Responsable
	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	
Constitución de la sociedad	■	■	■	■											Ejecutivo Administrativo
Inscripción en el registro de Comercializadoras (Enargas)	■	■													Ejecutivo Administrativo
Alquiler de oficina física	■	■													Socio Gerente Comercial
Abono de la tasa de fiscalización y control	■	■													Ejecutivo Administrativo
Tramitación de licencias office, casillas de correo y hosting	■	■													Ejecutivo Administrativo
Desarrollo de página web	■	■	■	■	■	■									Socio Gerente Comercial
Primeras actividades de compra y venta de gas	■	■	■	■	■	■									Socio Gerente Operativo
Inscripción de los primeros contratos ante el Enargas	■	■	■	■	■	■									Socio Gerente Operativo
Adquisición de insumos	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Ejecutivo Administrativo
Tareas de Marketing y fidelización de clientes	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	■	Soc. Ger. Com y Soc Ger. Op.



RIESGOS ASOCIADOS AL PROYECTO

Riesgos Operativos y de Mercado

Como mencionamos con anterioridad, el mercado del gas en Argentina es altamente estacional. En invierno prevalece el consumo domiciliario mientras que en verano aumenta el peso relativo de la generación eléctrica por lo que se generan claramente dos líneas de acción bien diferenciadas para cada uno de los casos (invierno-verano), una referida a la cogeneración eléctrica y otra a los artefactos domiciliarios.

Para el abastecimiento del mercado interno, que es la demanda representada por todos los consumidores de gas natural cuyos consumos tienen lugar en la República Argentina, salvo cuando esos consumos tienen por objeto la generación de electricidad con destino a su exportación, el ENARGAS garantiza el uso prioritario de los volúmenes de gas disponibles atendiendo en primer lugar la demanda prioritaria y luego al resto de los consumos.

Estos clientes son:

- i. los usuarios Residenciales,
- ii. los usuarios categorizados por el Artículo 11 del Decreto N° 181 del 13 de febrero de 2004, como correspondientes a los segmentos denominados P1 y P2, ambos integrados por usuarios de la Categoría Tarifaria correspondiente al Servicio General "P", acorde al Reglamento de Servicio de Distribución de gas por redes, y
- iii. los usuarios definidos en la Resolución de la Secretaría de Energía N° 2020 del 22 de diciembre de 2005 como el Grupo III, de entre aquellos usuarios que por su nivel de consumo se ubican en el segmento P3 de la Categoría Tarifaria Servicio General "P", según las mismas disposiciones del Artículo 11 del Decreto N° 181 del 13 de febrero de 2004.

Es por ello que uno de los mayores riesgos en los que puede incurrir EnerCom es en no recibir o no poder entregar las cantidades de gas natural acordadas debido al consumo de la demanda prioritaria. Las industrias cliente de EnerCom son industrias que por su tamaño no cuentan con generación dual por lo que el gas es uno de sus insumos más importantes.

Existen otros motivos por los que EnerCom corre el riesgo de no poder entregar el gas acordado con sus clientes. Esto se puede deber, principalmente, a dos factores que están fuera del control tanto del proveedor como de EnerCom:

2. **Caso Fortuito o Fuerza Mayor** con los alcances y efectos jurídicos previstos en el Código Civil argentino (artículos 513, 514 y concordantes del Código Civil), a saber:

Artículo 513: El deudor no será responsable de los daños e intereses que se originen al acreedor por falta de cumplimiento de la obligación, cuando éstos resultaren de caso fortuito o fuerza mayor, a no ser que el deudor hubiera tomado a su cargo las consecuencias del caso fortuito, o éste hubiere ocurrido por su culpa, o hubiese ya sido aquel constituido en mora, que no fuese motivada por caso fortuito, o fuerza mayor.

Artículo 514: Caso fortuito es el que no ha podido preverse, o que previsto, no ha podido evitarse.

Tanto el comprador como el vendedor pueden invocar Caso Fortuito o Fuerza Mayor, analicemos ambas:

Por parte de EnerCom:

- a) Cuando las instalaciones del cliente se vean afectadas por lo que no puede recibir el gas pautado.
- b) Cuando por disposiciones o decisiones y/o actos de cualquier autoridad gubernamental anteriores y/o posteriores a la firma del contrato de compraventa limitan, restrinjan, impidan y/o prohíban al comprador tomar y/o ceder el gas natural objeto del contrato y/o obliguen al comprador a tomar gas de terceros.

Por parte del vendedor/productor:

- a) Cuando las instalaciones del vendedor se vean físicamente afectadas por lo que no puede entregar el gas pautado.
- b) Cuando por normas, disposiciones o decisiones y/o actos de cualquier autoridad gubernamental anteriores y/o posteriores a la firma del contrato de compraventa limitan, restrinjan, impidan y/o prohíban al vendedor vender y/o a poner el gas a disposición del comprador (EnerCom) y/o obliguen al vendedor a reasignar, inyectar y/o

redireccionar dicho gas a terceros y/o a dar otro destino al gas natural objeto del contrato de compraventa.

3. Causas distintas a caso Fortuito o Fuerza Mayor como huelgas o disturbios sociales que afecten la puesta a disposición del gas natural.

Riesgos políticos y legales

Uno de los mayores riesgos que corre EnerCom es el cambio en la regulación. La industria del gas es una industria muy regulada y hay un riesgo elevado ante el cambio de una ley o regulación. Por ello, EnerCom debe ser lo suficientemente flexible y ágil como para adaptarse a este tipo de cambios. Un ejemplo claro es si cambiase la regulación que establece que las distribuidoras no pueden vender gas a las industrias que consumen más de 300 m³/día entonces el negocio de EnerCom se vería amenazado ya que las distribuidoras que cuentan con toda la información de consumo de sus clientes saldrían a venderle gas natural a este nuevo mercado. Es por esta razón, entre otras, que propongo en este trabajo comercializar a futuro otras fuentes de energía además del gas natural.

Mitigación de Riesgos

Para mitigar los riesgos operativos de un desabastecimiento por parte del productor, EnerCom tomará las siguientes iniciativas:

- Firmará un tercer contrato interrumpible con un productor en otro yacimiento distinto a los yacimientos de los que se obtiene gas mediante contrato firme.
- En caso de incumplimiento por falta de entrega bajo los contratos firmados con los productores, EnerCom se ocupará de conseguir el gas necesario pagando un precio más alto que el pautado con la industria y haciéndose cargo de la diferencia excepto en los casos de fuerza mayor y paradas programadas previamente acordados en el contrato de compraventa.
- Realizará un *hedging* entre las paradas programadas del productor y las paradas programadas de los clientes estipulando una ventana de días a determinar dentro de la cual no incurrirá en penalidad en caso de no poder abastecer a sus clientes de gas.

CONCLUSIONES FINALES

En primer lugar, Lo que más salta a la luz es que el negocio que se presenta en este trabajo es un negocio rentable con bajos costos fijos pero con necesidades de financiamiento que resultan claves durante los primeros cuatro años de vida de la firma y hasta tanto logre flujos constantes.

En segundo lugar, El mayor desafío que presenta EnerCom es la diferenciación. Hasta tanto se posicione, va a competir por precio para luego competir en otras dimensiones como diferenciación de servicio. En cuanto a la diferenciación por servicio, como hemos explicado, ofrecerá un servicio de alta calidad con un Despacho de Gas que atiende permanentemente las consultas de los clientes y ocupándose del transporte de gas hasta el punto de consumo haciéndose cargo de los trámites administrativos que corresponderían al cliente, trasladando a éste último únicamente el costo, es decir, sin un margen sobre este servicio.

Es importante mencionar, que un aspecto esencial para EnerCom es que su socio comercial sea un actor reconocido de la industria que trabaje con clientes con los cuales ha trabajado en el pasado desde posiciones dentro de las empresas de su trayectoria. Es un primer paso para poder captar los primeros clientes que la comercializadora abastecerá.

Por último, a largo plazo, si es que EnerCom comercializara otros *commodities* como la electricidad, el GNL u otras fuentes de energía alternativas se estudiaría la posibilidad de cooperar con la competencia formando, por ejemplo, una alianza estratégica para compartir conocimientos y habilidades distintivas para aumentar rápidamente el valor del cliente desarrollando una propuesta de valor diferenciadora y que aumentaría la cuota de mercado de la firma.

BIBLIOGRAFÍA

Libros

- BARNEY, Jay B. 2011. Gaining and Sustaining Competitive Advantage, 4th Edition. Prentice Hall.
- CARCAGNO, Patricia Laura (et. al.). 2014. Aspectos Técnicos, estratégicos y económicos del transporte y la distribución del gas. Buenos Aires: Instituto Argentino del Petróleo y del Gas.
- DVOSKIN, Roberto. 2004. Fundamentos de Marketing. La estrategia de marketing, Capítulo 6. Editorial Granica.
- DVOSKIN, Roberto. 2004. Fundamentos de Marketing. La Investigación de Mercado, Capítulo 5. Editorial Granica.
- FRAILE, Guillermo, PREVE, Lorenzo y SARRIA ALLENDE, Virginia. 2013. Las Finanzas en la Empresa, combinando rigurosidad e intuición. Buenos Aires: Temas Grupo Editorial.
- KOTLER, Philip. 1999. El marketing según Kotler, Cómo crear, ganar y dominar los mercados. Buenos Aires: Paidós.
- KOTLER, Philip. 2001. Identificación de segmentos de mercado y selección de mercados meta en Dirección de marketing (Ed. Milenium). México: Prentice Hall.
- PORTER, Michael. 1985. Competitive Advantage. Creating and Sustaining Superior Performance. New York: The Free Press.
- PORTER, Michael. 1980. Estrategia Competitiva. Nueva York: The Free Press.

Revistas

- ALONSO, Viviana. 2003. "En la necesidad anida la diferencia". Entrevista a Richard Wise. Revista Gestión, Vol. 8, Nº. 3, págs. 55-60.
- BUCKLIN, C., De Falco, STEPHEN P., De VICENTIS, John R, LEVIS, John P. 1997. "Potenciar los canales". Revista Gestión, Vol. 2, Nº. 1, págs. 124-130.
- Instituto Argentino del Petróleo y Gas (IAPG). Agosto 2016. Revista PETROTECNIA (Revista del IAPG). Año LVII N°4.

Fuentes

- Reunión con una comercializadora de Gas Natural – Buenos Aires – Octubre 2016.
- Entrevistas a los gerentes comerciales de Pan American Energy y de Wintershall – Buenos Aires – Octubre 2016.
- Informes de la consultora G&G Energy Consultants de Daniel Gerold elaborados para Pan American Energy – Buenos Aires – Noviembre y Diciembre 2010.
- Resoluciones y Decretos del ENARGAS y de la Secretaría de Energía.
- Artículo 1176 del Código Civil y Comercial de la Nación.
- Zapata, Eduardo Ramón. “Régimen Legal Argentino de la industria de Gas Natural”. Presentación en la Universidad de Buenos Aires, Facultad de Ingeniería. Buenos Aires, Junio 2010.

Sitios Web

- ADMINISTRACION FEDERAL DE INGRESOS PÚBLICOS (AFIP): www.afip.gov.ar (consultado: 19/12/2016)
- ASOCIACIÓN DE DISTRIBUIDORES DE GAS (ADIGAS): http://www.adigas.com.ar/industria_gasnaturalenargentina.php “industria del Gas: El Gas Natural en Argentina” (consultado: 6/10/2016)
- BRITISH PETROLEUM: <http://www.bp.com/en/global/corporate/energy-economics/statistical-review-of-world-energy/downloads.html> “Statistical Review of World Energy – Data Workbook” (consultado: 6/09/2016)
- DAMODARAN: <http://pages.stern.nyu.edu/~adamodar/> “Current Data” (consultado: 11/12/2016)
- ENARGAS: http://www.ENARGAS.gov.ar/MarcoLegal/Ley_24076.pdf “Ley N° 24.076 - Gas Natural” (consultado 12/09/2016)
- ENARGAS: <http://www.ENARGAS.gov.ar/DatosOper/0302010.php> “Datos Operativos de gas natural: total sistema. Gas entregado por tipo de usuario.” (consultado: 2/10/2016)
- ENARGAS: <http://www.ENARGAS.gov.ar/DatosOper/0112210.php> “Datos operativos de Gas Natural: Licenciatarias de Distribución. Gas entregado a grandes usuarios industriales, por Rama de Actividad y Provincia” (consultado: 4/12/2016)

- ENARGAS: <http://www.enargas.gov.ar/DatosOper/010601a.php> “Datos Operativos de Gas Natural: Licenciatarias de Distribución. Gas entregado al Servicio Residencial” (consultado: 17/12/2016)
- Google Finance: <https://www.google.com/finance> “Risk Free Rate” (consultado: 2/12/2016)
- IAPG: <http://www.iapg.org.ar/estadisticasnew/cuencas2.htm> “Cuencas con Producción” (consultado: 6/10/2016)
- Mercado Electrónico del Gas (MEGSA): http://www.megsa.com.ar/pdf/MEG_resolucion_SE_939_2005.pdf “Res. 939/2005 – Secretaría de Energía” (consultado: 3/12/2016)
- OSTERWALDER, Alex. <http://alexostewralder.com> “Canvas de Modelo de Negocios” (consultado: 9/11/2016)
- Transportadora Gas del Sur (TGS): <http://www.tgs.com.ar/Servicios/Transporte-de-gas-natural/Tarifas-vigentes> “Tarifas Mercado Local” (consultado: 6/12/2016)
- UNIVERSIDAD DE SAN MARTIN: <http://www.unsam.edu.ar/escuelas/economia/Ciepe/observatorio.asp> “Primer Informe sobre el Mercado del Gas Natural” (consultado: 15/11/2016)
- YPF: <https://www.ypf.com/energiaypf/Paginas/vision-exploratoria.html> “Visión Exploratoria” (consultado: 17/12/2016)

GLOSARIO TÉCNICO

El presente glosario tomado del libro de Carcagno (Carcagno 2014) tiene como objeto facilitar la comprensión de la información sobre la industria del gas esbozada en el presente trabajo. Integra terminología relacionada con la industria en el territorio argentino y considera estándares y normas nacionales.

Desbalance: Se entiende como tal a toda diferencia entre lo tomado por el consumidor en su punto de consumo y lo entregado por el proveedor en su punto de entrega, dentro de un sistema de transporte. A partir de esta información, y algún otro dato propio del sistema de transporte involucrado, se lleva una cuenta corriente que no debe superar ciertos valores y que puede ser compensada operativamente en los días subsiguientes, en un todo de acuerdo con el Reglamento interno de los centros de despacho (Resolución ENARGAS N° 716/98).

Estacionalidad: En estadística se dice que la demanda (o las ventas) de un determinado producto muestra estacionalidad cuando la serie de tiempo subyacente atraviesa una variación cíclica predecible, dependiendo de la época del año. Este es el caso de la producción agrícola, que varía según el ciclo de siembras y cosechas, y algunas otras actividades que dependen de ella. Pero más marcadamente, es el caso de la variación de consumo de energía invierno-verano en países con gran amplitud térmica entre dichas estaciones. Es por ello que en la Argentina, en la industria del gas natural, existen dos períodos estacionales bien delimitados: periodo invernal, que va del 1° de mayo al 30 de septiembre, y periodo estival, que va del 1° de octubre de un año al 30 de abril del año siguiente. En invierno prevalece el consumo domiciliario mientras que en verano aumenta el peso relativo de la generación eléctrica por lo que se generan claramente dos líneas de acción bien diferenciadas para cada uno de los casos (invierno-verano), una referida a la cogeneración eléctrica y otra a los artefactos domiciliarios.

Gas natural licuado (GNL) es gas natural procesado para ser transportado en forma líquida. El gas natural es transportado como líquido a presión atmosférica y a -162°C. Así, para poder transportar el gas natural licuado, se ha

de lograr reducir el volumen del gas natural en 600 veces, donde se transportará en buques especiales llamados metaneros

Grandes usuarios: Se entiende como tal a todo consumidor de gas natural, no doméstico ni vehicular, que tenga un requerimiento diario de más de 10.000 m³.

Cargador: La persona que contrata con el transportista el servicio de transporte.

Ente o Autoridad Regulatoria: El Ente Nacional Regulador del Gas o ENARGAS es el organismo descentralizado creado por la Ley N° 24.076, con el objeto de regular, fiscalizar y resolver las controversias suscitadas en relación con el servicio público de gas.

Denominaciones utilizadas en el despacho de gas natural (según Res. 939/2005):

Día Operativo: Tiene el significado determinado por el Reglamento Interno de los Centros de Despacho (Resolución ENARGAS N° 716/1998). Período de 24 horas en el que se realizan todas las tareas y operaciones del despacho de gas natural. Empieza a las 06:00 hs. y termina a las 06:00 hs. del día siguiente.

MEGSA: Mercado Electrónico de Gas (MEG) S.A. Sociedad administradora del Mercado Electrónico de Gas (MEG).

Spot: modalidad de comercialización de plazo diario o inmediato; en este caso, de gas natural, y a realizar exclusivamente mediante la operatoria especialmente creada en el ámbito del MEG.

Nominación/es: Acción de un Cargador para solicitar a un transportista la utilización de transporte de gas natural durante un período específico, acorde a condiciones previamente pactadas (contrato) y la normativa vigente y aplicable.

Autorización/es: Acción de un Transportista o Distribuidor para habilitar el uso de sus sistemas de transporte o distribución para movilizar un cierto volumen de gas natural, acorde a condiciones previamente pactadas (contrato) y la normativa vigente y aplicable.

Solicitud/es: Acción de un comprador de gas natural para solicitar al vendedor la inyección en un punto determinado de algún sistema de transporte o distribución (que luego se utilizará para su movilización), de un cierto volumen

de gas natural, objeto de compra-venta acorde a condiciones previamente pactadas (contrato) y la normativa vigente y aplicable.

Confirmación/es: Acción de un vendedor de gas natural para notificar la aceptación de una solicitud de inyección de gas natural objeto de compra-venta acorde a condiciones previamente pactadas (contrato) y la normativa vigente y aplicable.

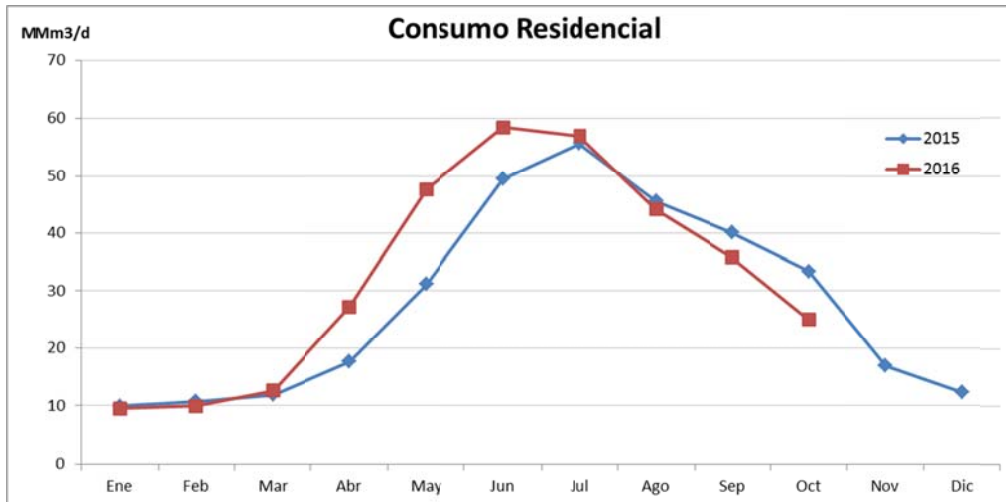
ANEXOS

ANEXO 1. Evolución de la demanda de Gas Natural por tipo de consumo.

	Variación Anual Mm3/d		Variación Anual %	
	1993-2000	2000-2015	1993-2000	2000-2015
Residencial	0,5	0,6	3%	2%
Comercial	0,1	0,0	2%	1%
Entes Oficiales	-0,1	0,0	-7%	1%
Industria	0,8	0,5	3%	1%
Usinas	1,7	0,7	8%	2%
Subdistribuidoras	0,0	0,1	2%	7%
Gnc	0,3	0,2	10%	4%
Total Demanda Local	3,2	2,1	5%	2%

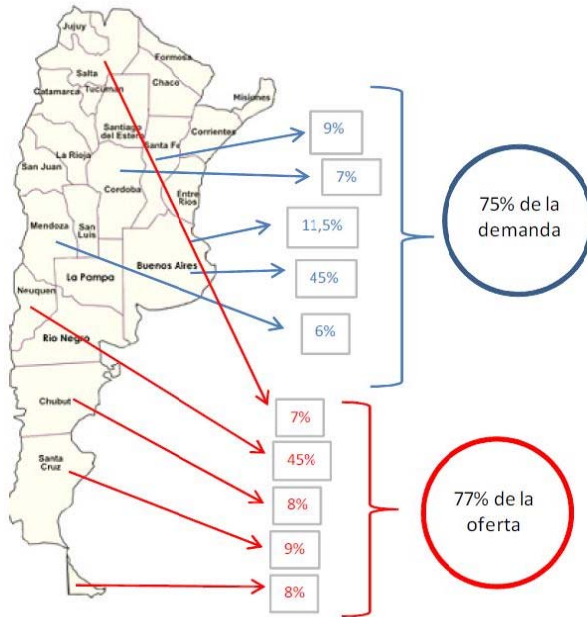
Fuente: Elaboración propia en base a datos publicados por el ENARGAS

ANEXO 2. Consumo mensual residencial Argentina 2015 y 2016 (hasta octubre según datos publicados).



Fuente: Gráfico de elaboración propia en base a datos publicados por el ENARGAS

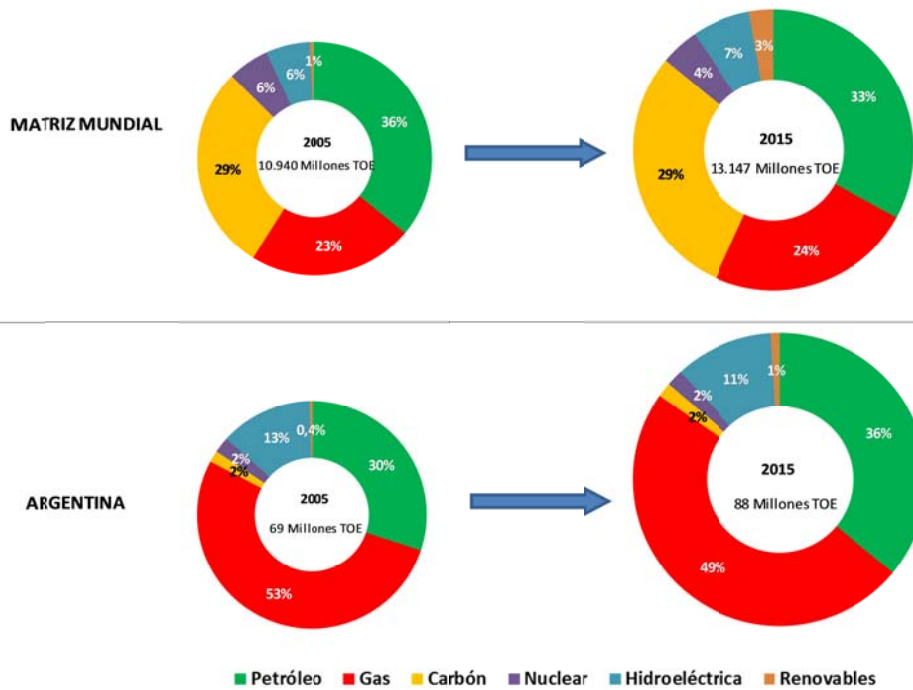
ANEXO 3. Distribución de la oferta y la demanda en Argentina.



Fuente: Primer Informe sobre el Mercado de Gas Natural 2015 - USAM

ANEXO 4. Matriz Energética - Consumo.

Matriz Energética



Fuente: IP Statistical Review of World Energy.

ANEXO 5. Producción de Gas por Cuenca.

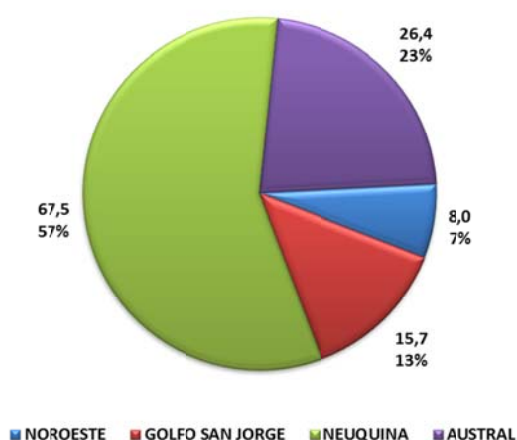
Sistema de Información de Petróleo y Gas

UPSTREAM / Producción de

Petróleo y Gas - Incluye

AÑO: 2015

Cuenca	MMm3/d	%
NOROESTE	8,0	7%
GOLFO SAN JORGE	15,7	13%
NEUQUINA	67,5	57%
AUSTRAL	26,4	23%
TOTAL	117,5	23%



Fuente: Gráfico de elaboración propia en base a datos publicados por el IAPG

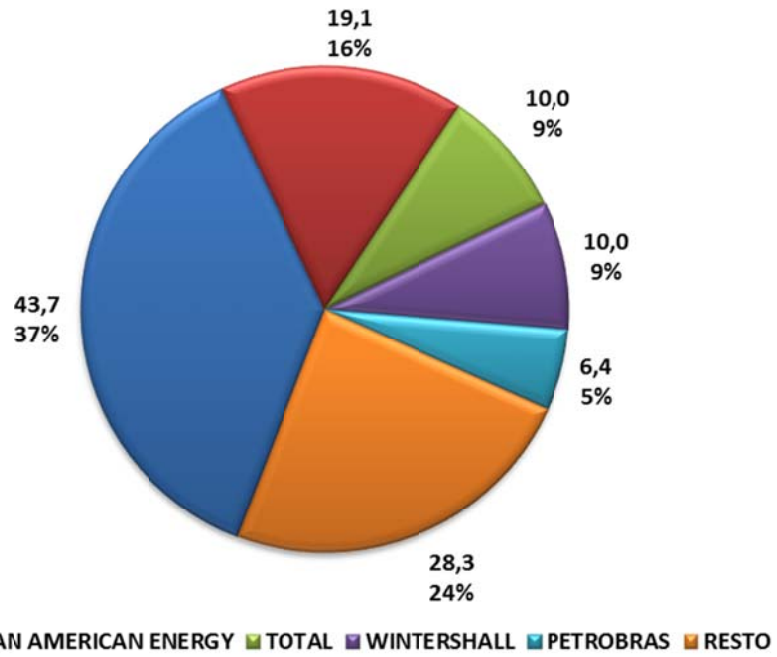
ANEXO 6. Producción de Gas Natural en Argentina por propietario.

Sistema de Información de Petróleo y Gas

UPSTREAM / Producción de Petróleo y Gas - Incluye Producción No Convencional.

AÑO: 2015

Propietario	MMm3/d	%
YPF	43,7	37%
PAN AMERICAN ENERGY	19,1	16%
TOTAL	10,0	9%
WINTERSHALL	10,0	8%
PETROBRAS	6,4	5%
RESTO	28,3	24%
TOTAL	117,5	100%

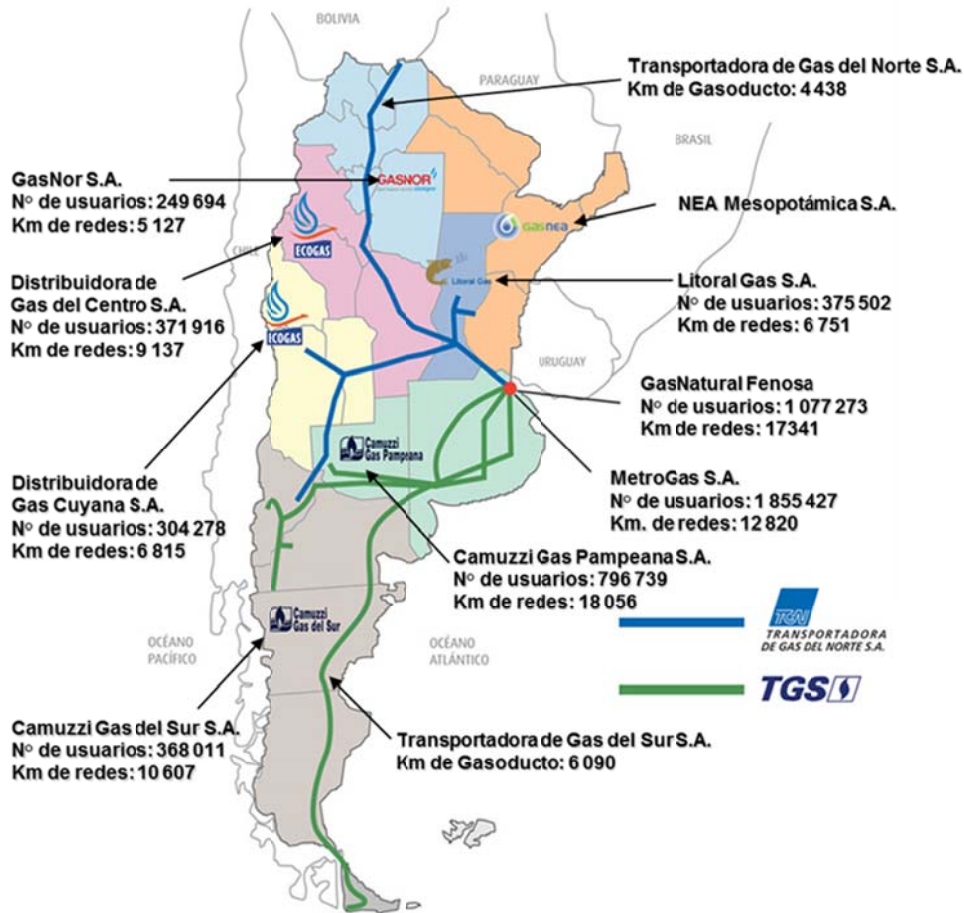


Fuente: Gráfico de elaboración propia en base a datos publicados por el IAPG

ANEXO 7. Cuencas Gasíferas en Argentina.



ANEXO 8. Infraestructuras del Sistema Gasista Argentino: Compañías Licenciatarias del servicio de distribución de Gas Natural.

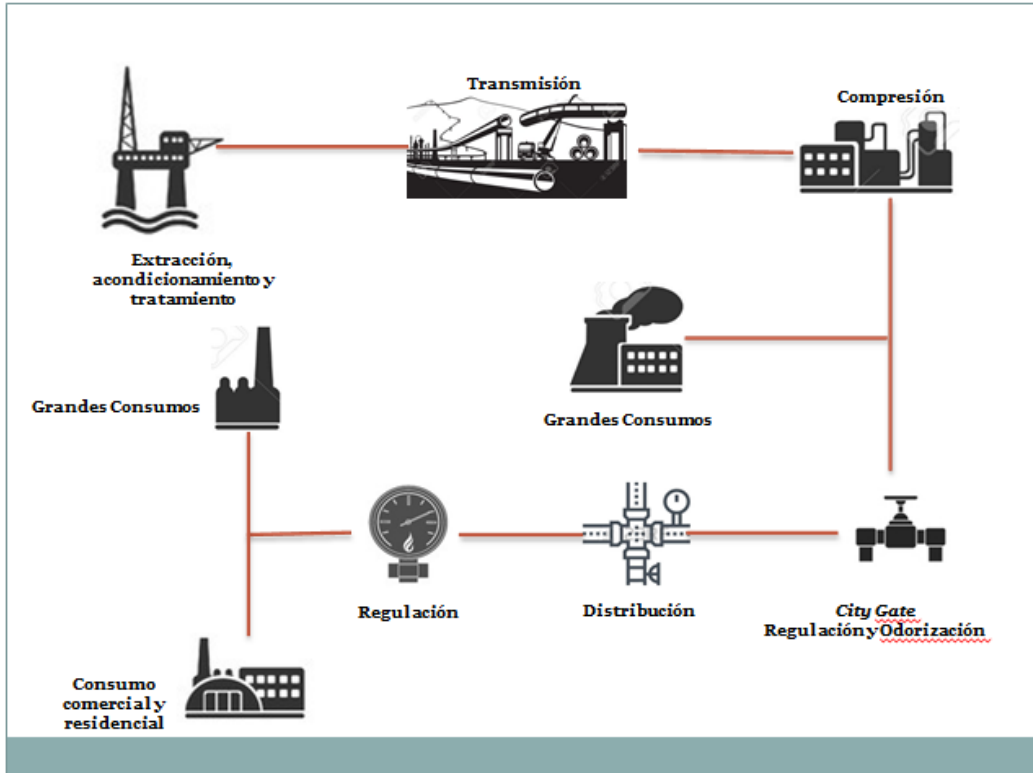


Fuente: Asociación de Distribuidores de Gas (ADIGAS)

1. Distribuidora de Gas del área Buenos Aires Norte (Gas Natural Fenosa): Comprende los siguientes Partidos de la Provincia de Buenos Aires: Belén de Escobar, Campana, Capitán Sarmiento, Carmen de Areco, Exaltación de la Cruz, General Las Heras, General Rodríguez, General Sarmiento, La Matanza, Luján, Marcos Paz, Mercedes, Merlo, Moreno, Morón, Pilar, San Andrés de Giles, San Antonio de Areco, San Fernando, San Isidro, San Martín, Suipacha, Tres de Febrero, Tigre, Vicente López y Zárate.
2. Distribuidora de Gas del área Metropolitana (MetroGas): Comprende el área de Capital Federal y los siguientes Partidos de la Provincia de Buenos Aires: Almirante Brown, Avellaneda, Berazategui, Cañuelas, Esteban Echeverría, Ezeiza, Florencio Varela, Lanús, Lomas de Zamora, Presidente Perón, Quilmes y San Vicente.

3. Distribuidora de Gas del área Noroeste (Gasnor): Abarca las Provincias de Jujuy, Salta, Tucumán y Santiago del Estero.
4. Distribuidora de Gas del área Centro (Ecogas Centro): Comprende las Provincias de Catamarca, Córdoba y la Rioja.
5. Distribuidora de Gas del área Pampeana (Camuzzi Gas Pampeana): Abarca la Provincia de la Pampa y parte de la Provincia de Buenos Aires (excepto el área cubierta por las Distribuidoras Gas Natural Fenosa, Litoral, Camuzzi Gas del Sur y MetroGas)
6. Distribuidora de Gas del área Sur (Camuzzi Gas del Sur): Comprende las Provincias de Neuquén, Río Negro, Chubut, Santa Cruz, Tierra del Fuego y el partido de Patagones en la provincia de Buenos Aires, al sur del río Colorado.
7. Distribuidora de Gas del área Cuyana (Ecogas Cuyana): Abastece de gas a las Provincias de Mendoza, San Juan y San Luis.
8. Distribuidora de Gas del área Litoral (Litoral Gas): Comprende toda la Provincia de Santa Fe y los siguientes partidos del norte de la Provincia de Buenos Aires: Baradero, Bartolomé Mitre, Colón, Pergamino, Ramallo, San Nicolás y San Pedro.
9. Gas NEA S.A.: Abastece las provincias de Chaco, Formosa, Corrientes, Misiones y Entre Ríos.

ANEXO 9. Infraestructura para la comercialización del Gas Natural.



Fuente: Elaboración propia en base al libro de Carcagno (Carcagno 2014)

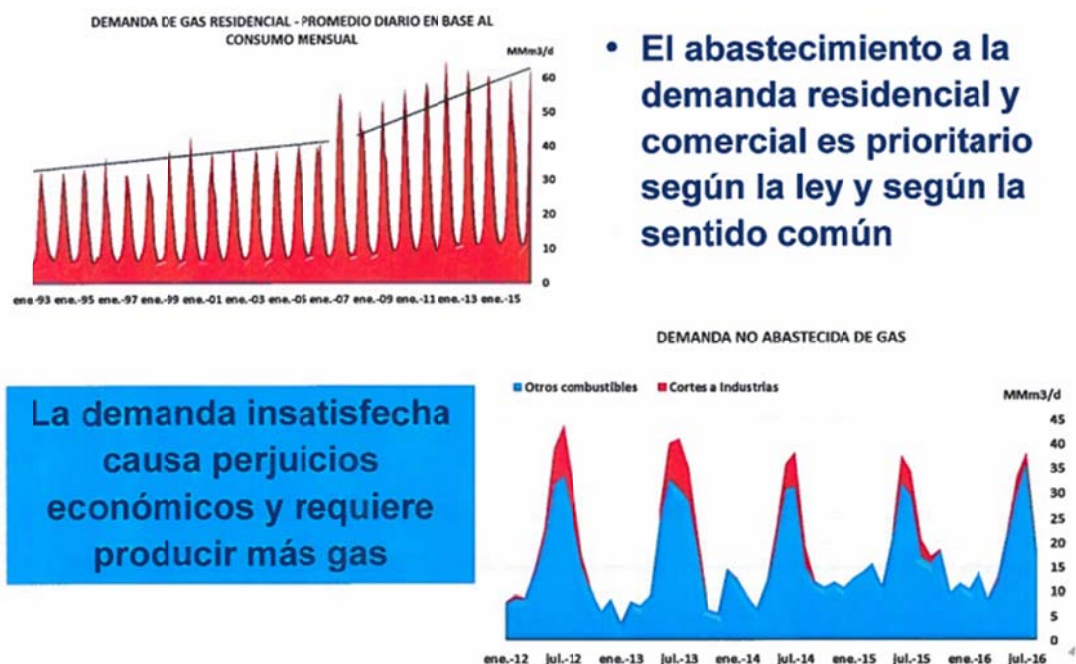
ANEXO 10. Funcionamiento del mercado Spot de gas natural en el ámbito del MEG.

Horarios límite a cumplimentar, que contemplan el funcionamiento del mercado de gas Spot diario del MEG; en sus rondas para el D.O. siguiente (t+1) y para el D.O. en curso (t).

RRonda (t+1)	Actor	Información
11:45 a 12:00	MEGSA	Informa las CMD correspondiente al día t+1, a las Transportistas
11:00 a 12:00	Compradores de gas natural (a productores y comercializadores)	Solicitan (nominan) gas a proveer mediante CATs (incluye cualquier arreglo registrado en el MEG de provisión de gas a término) a los Productores y Comercializadores que inyecten en PIST.
hasta las 12:30	Productores	Confirman volúmenes de gas natural proveniente de CATs a Compradores. Por default se considerará confirmado = 0. La modificación de éstos volúmenes podrá ser denegada por los vendedores, entre las 12:30 hs. y las 20 hs. de cada D.O. En caso de incumplimiento del "Deliver or Pay" el comprador afectado informará a MEGSA a los fines que corresponda.
12:30 a 13:00	Distribuidoras / Cammesa	Solicitan gas de "Resolución 659/2004" (incluye cualquier reglamentación de inyección adicional de gas con intervención diaria de Autoridad Competente) a ENARGAS y SSC respectivamente
13:00 a 14:00	SSC	Confirma a Productores, Distribuidoras, Cammesa, ENARGAS y Transportistas el gas correspondiente a "Resolución 659/2004".
hasta las 15:00	Cargadores / Productores y Comercializadores que inyectan en PIST	Cargadores envían Nominaciones de transporte y los Productores y Comercializadores las Confirmaciones de volúmenes provenientes de CATs, a Transportistas.
15:00 a 17:00	Transportistas	Envían Autorizaciones de Transporte a Cargadores y Productores / Comercializadores.
Ronda (t)	Actor	Información
16:00 a 17:00	Cargadores	Envían nominaciones de transporte provistas con gas del spot diario del MEG a Transportistas.

Fuente: Secretaría de Energía

ANEXO 11. Consumo invernal de los sectores residencial y comercial.



Fuente: G&G Consultants – Daniel Gerold

ANEXO 12. Compras anuales de Gas por Cuenca.

Cuenca Neuquina

Compras anuales Cuenca NQN				
mes	días	m ³ /mes	US\$/mes	US\$/MMbtu
enero	31	6.516.712	1.094.296	4,55
febrero	28	5.886.063	988.396	4,55
marzo	31	6.516.712	1.094.296	4,55
abril	30	6.306.496	1.058.996	4,55
mayo	31	6.516.712	1.214.548	5,05
junio	30	6.306.496	1.175.369	5,05
julio	31	6.516.712	1.214.548	5,05
agosto	31	6.516.712	1.214.548	5,05
septiembre	30	6.306.496	1.175.369	5,05
octubre	31	6.516.712	1.094.296	4,55
noviembre	30	6.306.496	1.058.996	4,55
diciembre	31	6.516.712	1.094.296	4,55
PROMEDIO		76.729.031	13.477.954	4,76

Cuenca Tierra del Fuego

Compras anuales Cuenca TDF				
mes	dias	m ³ /mes	US\$/mes	US\$/MMbtu
enero	31	3.493.745	489.970	3,80
febrero	28	3.155.641	442.554	3,80
marzo	31	3.493.745	489.970	3,80
abril	30	3.381.044	474.165	3,80
mayo	31	3.493.745	606.016	4,70
junio	30	3.381.044	586.467	4,70
julio	31	3.493.745	606.016	4,70
agosto	31	3.493.745	606.016	4,70
septiembre	30	3.381.044	586.467	4,70
octubre	31	3.493.745	489.970	3,80
noviembre	30	3.381.044	474.165	3,80
diciembre	31	3.493.745	489.970	3,80
PROMEDIO		41.136.031	6.341.744	4,18

Compras anuales de ambas cuencas

Compras anuales Cuenca PAIS				
mes	dias	m ³ /mes	US\$/mes	US\$/MMbtu
enero	31	10.010.457	1.584.266	4,29
febrero	28	9.041.703	1.430.950	4,29
marzo	31	10.010.457	1.584.266	4,29
abril	30	9.687.539	1.533.161	4,29
mayo	31	10.010.457	1.820.564	4,93
junio	30	9.687.539	1.761.836	4,93
julio	31	10.010.457	1.820.564	4,93
agosto	31	10.010.457	1.820.564	4,93
septiembre	30	9.687.539	1.761.836	4,93
octubre	31	10.010.457	1.584.266	4,29
noviembre	30	9.687.539	1.533.161	4,29
diciembre	31	10.010.457	1.584.266	4,29
PROMEDIO		117.865.062	19.819.699	4,56

Resumen:

Datos Resumen	
• CMD ANUAL	322.918 m ³ /d
• m ³ comprados anulamente	117.865.062 m ³ /año
• Egresos por compras	19.819.699 US\$/año
• Precio Promedio NQN	4,76 US\$/Mmbtu
• Precio Promedio TDF	4,18 US\$/Mmbtu
• Precio Promedio Verano	4,29 US\$/Mmbtu
• Precio Promedio Iniverno	4,93 US\$/Mmbtu
• Precio Promedio	4,56 US\$/Mmbtu

ANEXO 13. Ventas anuales por Cuenca.Cuenca Neuquina

Ventas anuales Cuenca NQN				
mes	dias	m ³ /mes	US\$/mes	US\$/MMbtu
enero	31	6.200.000	1.158.393	5,06
febrero	28	5.600.000	1.046.290	5,06
marzo	31	6.200.000	1.158.393	5,06
abril	30	6.000.000	1.121.025	5,06
mayo	31	6.200.000	1.275.661	5,58
junio	30	6.000.000	1.234.510	5,58
julio	31	6.200.000	1.275.661	5,58
agosto	31	6.200.000	1.275.661	5,58
septiembre	30	6.000.000	1.234.510	5,58
octubre	31	6.200.000	1.158.393	5,06
noviembre	30	6.000.000	1.121.025	5,06
diciembre	31	6.200.000	1.158.393	5,06
PROMEDIO		73.000.000	14.217.914	5,28

Cuenca Tierra del Fuego

Ventas anuales Cuenca TDF				
mes	dias	m ³ /mes	US\$/mes	US\$/MMbtu
enero	31	3.100.000	533.015	4,66
febrero	28	2.800.000	481.433	4,66
marzo	31	3.100.000	533.015	4,66
abril	30	3.000.000	515.821	4,66
mayo	31	3.100.000	638.556	5,58
junio	30	3.000.000	617.958	5,58
julio	31	3.100.000	638.556	5,58
agosto	31	3.100.000	638.556	5,58
septiembre	30	3.000.000	617.958	5,58
octubre	31	3.100.000	533.015	4,66
noviembre	30	3.000.000	515.821	4,66
diciembre	31	3.100.000	533.015	4,66
PROMEDIO		36.500.000	6.796.717	5,05

Ventas anuales de ambas cuencas

Ventas anuales Cuenca PAIS				
mes	dias	m3/mes	US\$/mes	US\$/MMbtu
enero	31	9.300.000	1.691.407	4,93
febrero	28	8.400.000	1.527.723	4,93
marzo	31	9.300.000	1.691.407	4,93
abril	30	9.000.000	1.636.846	4,93
mayo	31	9.300.000	1.914.217	5,58
junio	30	9.000.000	1.852.468	5,58
julio	31	9.300.000	1.914.217	5,58
agosto	31	9.300.000	1.914.217	5,58
septiembre	30	9.000.000	1.852.468	5,58
octubre	31	9.300.000	1.691.407	4,93
noviembre	30	9.000.000	1.636.846	4,93
diciembre	31	9.300.000	1.691.407	4,93
PROMEDIO		109.500.000	21.014.631	5,20

Resumen:

Datos Resumen	
• CMD ANUAL	300.000 m3/d
• m³ vendidos anulamente	109.500.000 m3/año
• Ingresos por ventas	21.014.631 US\$/año
• Precio Promedio NQN	5,28 US\$/Mmbtu
• Precio Promedio TDF	5,05 US\$/Mmbtu
• Precio Promedio Verano	4,93 US\$/Mmbtu
• Precio Promedio Iniverno	5,58 US\$/Mmbtu
• Precio Promedio	5,20 US\$/Mmbtu

Anexo 14. TGS - Tarifario de transporte para el mercado local.

TRANSPORTADORA DE GAS DEL SUR S.A.

INFORMA

TARIFAS DE TRANSPORTE - SIN IMPUESTOS -

VIGENTES A PARTIR DEL 1° DE ABRIL 2016

		TRANSPORTE FIRME (TF)		TRANSPORTE INTERRUMPIBLE (TI)		INTERCAMBIO Y DESPLAZAMIENTO (ED)	
RECEPCION	DESPACHO	Cargo por m3 / día \$/ m3 (1)	% gas retenido (2)	Cargo \$/ 1000m3	% gas retenido (1)	Zona de Recepción	Cargo \$/ 1000 m3
T. DEL FUEGO	T. del Fuego	0,396058	0,49	13,201800	0,49	Tierra del Fuego	8,911179
	Sta. Cruz Sur	0,798666	0,98	26,622484	0,98		
	Chubut Sur	2,037282	3,38	67,909449	3,38	Santa Cruz / Chubut	8,957114
	Buenos Aires Sur	2,400200	5,60	80,006630	5,60		
	Bahía Blanca	3,676537	8,40	122,551231	8,40		
	La Pampa Norte	3,663501	8,60	122,116622	8,60	Neuquén	9,003044
	Buenos Aires	4,301588	10,35	143,386234	10,35		
GBA	4,826380	11,27	160,879368	11,27			
STA. CRUZ	Sta. Cruz Sur	0,401399	0,49	13,379866	0,49	Tarifa del servicio de Intercambio y Desplazamiento (ED) expresada en \$ por cada 1000 m3 por cada zona atravesada. La tarifa total para el servicio de ED será la suma de las tarifas desde la zona en la que comenzare el servicio hasta la zona en que terminare el servicio, incluyendo la zona intermedia atravesada.	
	Chubut Sur	1,638228	2,89	54,607597	2,89		
	Buenos Aires Sur	2,001922	5,11	66,730682	5,11		
	Bahía Blanca	3,284880	7,91	109,495948	7,91		
	La Pampa Norte	3,284290	8,11	109,476235	8,11		
	Buenos Aires	3,911976	9,86	130,399113	9,86		
	GBA	4,438382	10,78	147,946205	10,78		
CHUBUT	Chubut Sur	0,398098	0,49	13,269851	0,49		
	Buenos Aires Sur	0,746441	2,71	24,880963	2,71		
	Bahía Blanca	1,990488	5,51	66,349237	5,51		
	La Pampa Norte	2,090013	5,71	69,666693	5,71		
	Buenos Aires	2,587629	7,46	86,254000	7,46		
	GBA	3,085246	8,38	102,841307	8,38		
NEUQUEN	Neuquén	0,353737	0,49	12,128076	0,49		
	Bahía Blanca	1,718143	2,80	57,254592	2,80		
	La Pampa Norte	1,850629	3,15	61,671103	3,15		
	Buenos Aires	2,326864	3,91	77,545340	3,91		
	GBA	2,850076	4,86	95,172312	4,86		

(1) Cargo mensual por cada m3 diario de capacidad de transporte reservada.

(2) Porcentaje estimado del gas utilizado como combustible para los compresores y pérdidas en la línea sobre el total transportado.

Fuente: Transportadora Gas del Sur (TGS)

Anexo 15. Alícuota de impuesto por país.

Date updated:	05-ene-16	
Created by:	Aswath Damodaran, adamodar@stern.nyu.edu	
What is this data?	Tax Rate by Country	KPMG
Home Page:	http://www.damodaran.com	
Data website:	http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/data.html	
Companies in each industry:	http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/pc/datasets/indname.xls	
Variable definitions:	http://www.stern.nyu.edu/~adamodar/New_Home_Page/datafile/variable.htm	

<i>Country</i>	<i>2006</i>	<i>2007</i>	<i>2008</i>	<i>2009</i>	<i>2010</i>	<i>2011</i>	<i>2012</i>	<i>2013</i>	<i>2014</i>	<i>2015</i>
Argentina	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%	35,00%
Armenia	20,00%	20,00%	20,00%	20,00%	20,00%	20,00%	20,00%	20,00%	20,00%	20,00%
Aruba	35,00%	28,00%	28,00%	28,00%	28,00%	28,00%	28,00%	28,00%	28,00%	28,00%
Australia	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%	30,00%

Fuente: Damodaran

Anexo 16. EERR mensual al 2017.

Estado de Resultados (U\$S)

Meses de invierno

Año 2017												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Ventas	1,691,407	1,527,723	1,691,407	1,636,846	1,914,217	1,852,468	1,914,217	1,914,217	1,852,468	1,691,407	1,636,846	1,691,407
Costos de Producción	1,654,511	1,494,397	1,654,511	1,601,139	1,890,809	1,829,815	1,890,809	1,890,809	1,829,815	1,654,511	1,601,139	1,654,511
Utilidad Bruta	36,897	33,326	36,897	35,706	23,408	22,653	23,408	23,408	22,653	36,897	35,706	36,897
Gastos + Tasas	39,772	39,772	39,772	39,772	39,772	39,772	39,772	39,772	39,772	39,772	39,772	39,772
EBITDA	-2,876	-6,446	-2,876	-4,066	-16,364	-17,119	-16,364	-16,364	-17,119	-2,876	-4,066	-2,876
EBITDA (%)	0%	0%	0%	0%	-1%	-1%	-1%	-1%	-1%	0%	0%	0%
Depreciaciones	0	0	0	0	0							
EBIT	-2,876	-6,446	-2,876	-4,066	-16,364	-17,119	-16,364	-16,364	-17,119	-2,876	-4,066	-2,876
Intereses		-552	-1,105	-1,125	-1,146	-1,412	-1,678	-1,749	-1,862	-1,903	-1,903	-1,698
EBT	-3,428	-7,551	-4,001	-5,211	-17,775	-18,796	-18,113	-18,225	-19,021	-4,778	-5,764	-2,876
Impuestos	1,200	2,643	1,400	1,824	6,221	6,579	6,340	6,379	6,658	1,672	2,017	1,006
Resultado Final	-2,228	-4,908	-2,600	-3,387	-11,554	-12,218	-11,773	-11,847	-12,364	-3,106	-3,746	-1,869

Anexo 17. Cash Flow Mensual de 2017.

Año 2017												
	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Inversion Inicial												
EBIT DA	-2,876	-6,446	-2,876	-4,066	-16,364	-17,119	-16,364	-16,364	-17,119	-2,876	-4,066	-2,876
Variaciones de KT	2,876	-842,133	78,272	-80,652	39,579	-137,930	30,119	-30,874	755	16,631	81,721	26,091
Menos Impuestos	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Operating Cash Flow	0	-848,579	75,396	-84,718	23,215	-155,049	13,756	-47,238	-16,364	13,756	77,655	23,215
Menos Inversiones	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
Free Cash Flow before Financing	0	-848,579	75,396	-84,718	23,215	-155,049	13,756	-47,238	-16,364	13,756	77,655	23,215
Ahorro Fiscal	0	193	387	394	401	494	587	612	652	666	666	594
Financiación	0	270,000	0	10,000	0	130,000	0	35,000	20,000	0	0	0
Cancelación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,000
Pago de Intereses	0	-552	-1,105	-1,125	-1,146	-1,412	-1,678	-1,749	-1,862	-1,903	-1,903	-1,698
Debt Cash Flow	0	269,448	-1,105	8,875	-1,146	128,588	-1,678	33,251	18,138	-1,903	-1,903	-101,698
Equity Cash Flow	585,000	-578,938	74,678	-75,449	22,470	-25,967	12,665	-13,375	2,426	12,519	76,418	-77,889

Anexo 18. Working Capital mensual.

Capital de Trabajo (U\$S)												
Mes	Enero	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Cuentas a Cobrar	1.691.407	2.373.427	2.455.269	2.482.550	2.732.640	2.809.577	2.840.451	2.871.326	2.809.577	2.617.641	2.482.550	2.509.830
Cuentas a Pagar	-1.694.283	-1.534.169	-1.694.283	-1.640.912	-1.930.581	-1.869.587	-1.930.581	-1.930.581	-1.869.587	-1.694.283	-1.640.912	-1.694.283
KT	-2.876	839.258	760.986	841.638	802.059	939.990	909.870	940.745	939.990	923.359	841.638	815.547
Variación de KT	2.876	-842.133	78.272	-80.652	39.579	-137.930	30.119	-30.874	755	16.631	81.721	26.091

Anexo 19. Deuda financiera de 2017.

Mes	Febrero	Marzo	Abril	Mayo	Junio	Julio	Agosto	Septiembre	Octubre	Noviembre	Diciembre
Saldo Inicial	0	270,000	270,000	280,000	280,000	410,000	410,000	445,000	465,000	465,000	465,000
Financiación	270,000	0	10,000	0	130,000	0	35,000	20,000	0	0	0
Cancelación	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	-100,000
Saldo Final	270,000	270,000	280,000	280,000	410,000	410,000	445,000	465,000	465,000	465,000	365,000
Tasa de Interés (%)	0.41%	0.41%	0.41%	0.41%	0.41%	0.41%	0.41%	0.41%	0.41%	0.41%	0.41%
Pago de Intereses	-552	-1,105	-1,125	-1,146	-1,412	-1,678	-1,749	-1,862	-1,903	-1,903	-1,698

Nota: Se asume el pago de interes sobre el saldo medio mensual.