



# **“PLANTAS SATÉLITES DE REGASIFICACIÓN”**

## **Parte I**

**PLAN DE NEGOCIOS PARA OPTAR AL GRADO DE  
MAGÍSTER EN ADMINISTRACIÓN**

**Alumno: Apolonio Morales Rueda**

**Profesor Guía: Claudio Dufeu S.**

**Antofagasta, Junio 2018**

## Contenido

Resumen Ejecutivo .....	¡Error! Marcador no definido.
Oportunidad de Negocio.....	5
Estudio de Mercado.....	5
Oportunidad .....	9
Análisis de la Industria.....	10
Competidores. ....	16
Proyecto Terminal Gas Atacama:.....	16
Proyecto Puerto de Los Reyes.....	17
Clientes. ....	18
Descripción de la empresa y propuesta de valor. ....	19
Modelo de Negocio.....	19
Multiusuario .....	19
Reglas de acceso .....	19
Funcionamiento Actual.....	20
Descripción de la Empresa:.....	21
Estrategia de Crecimiento o escalamiento.....	22
RSE y Sustentabilidad. ....	24
Plan de Marketing. ....	26
Objetivos de Marketing. ....	26
Estrategia de Segmentación. ....	27
Estrategia de Producto Servicio .....	27
Estrategia de Precio .....	28
Estrategia de Distribución.....	31
Estrategia de comunicación y ventas.....	32
Estimación de la demanda y proyecciones. ....	33
Presupuesto de Marketing. ....	35
Plan de Operaciones. ....	36
Depósito de Almacenamiento .....	¡Error! Marcador no definido.
CAPACIDAD DE ALMACENAMIENTO .....	¡Error! Marcador no definido.

DESCARGA DE CISTERNAS.....	jError! Marcador no definido.
Flujo de Operaciones: .....	jError! Marcador no definido.
Plan de desarrollo e implementación: .....	jError! Marcador no definido.
Dotación. ....	<b>36</b>
Equipo del Proyecto.....	<b>37</b>
Plan Financiero. ....	jError! Marcador no definido.
SUPUESTOS.....	jError! Marcador no definido.
Estimación de Ingresos .....	jError! Marcador no definido.
Plan de Inversión .....	jError! Marcador no definido.
Proyección de estados de resultados.....	jError! Marcador no definido.
Tasa de Descuento.....	jError! Marcador no definido.
Determinar beta patrimonial de la empresa .....	jError! Marcador no definido.
Encontrar costo de capital de la empresa.....	jError! Marcador no definido.
Analizar y proyectar sus análisis de resultados .....	jError! Marcador no definido.
Construir los flujos de caja descontados .....	jError! Marcador no definido.
Determinar el valor de la empresa y la acción.....	jError! Marcador no definido.
Valorización de la empresa .....	jError! Marcador no definido.
Descripción del financiamiento de la empresa.....	jError! Marcador no definido.
Estimación de estructura de capital de la empresa .....	jError! Marcador no definido.
Estimación del costo de capital de la empresa .....	jError! Marcador no definido.
Determinar costo patrimonial apalancado .....	<b>jError! Marcador no definido.</b>
Determinar costo de la deuda.....	<b>jError! Marcador no definido.</b>
Tasa de impuestos .....	<b>jError! Marcador no definido.</b>
Cálculo de $r_{WACC}$ .....	<b>jError! Marcador no definido.</b>
Cálculo valor terminal .....	jError! Marcador no definido.
Elaboración flujo de caja .....	jError! Marcador no definido.
Evaluación Financiera .....	jError! Marcador no definido.
Riesgos Críticos. ....	<b>38</b>
Riesgo de crédito .....	<b>39</b>
Riesgo de liquidez .....	<b>39</b>
Riesgo de mercado .....	<b>39</b>
Riesgo de tipo de cambio y unidades de reajuste.....	<b>39</b>
Riesgo de tasa de interés .....	<b>39</b>
Propuesta del Inversionista. ....	<b>39</b>
Conclusiones .....	<b>41</b>
Bibliografía.....	<b>42</b>

## Resumen Ejecutivo

La reciente crisis energética del país ha dejado entrever la gran dependencia energética de la nación. Debido a que el país no cuenta con fuentes energéticas que garanticen el cumplimiento de la demanda interna, se ve obligado depender de otros para este fin.

La llamada “era del gas” entre los años 1995 y 2004 se originó principalmente por el conveniente precio ofrecido por el gas natural argentino. Este precio rondaba aproximadamente los 1.5 US\$MBtu, mientras que en el Henry Hub<sup>1</sup>, promediaba los 3 US\$MBtu. Con lo anterior, como era de esperar, se desató una competencia en la construcción de gaseoductos en el país. En este marco, las inversiones en centrales hidroeléctricas y a carbón perdieron atractivo frente a la generación a gas natural y la aplicación de tecnologías como el ciclo combinado. De esta manera, todo apuntaba a la “gasificación del parque generador chileno”. Debido a lo anterior Chile se convirtió en un país dependiente del gas natural argentino que quedó a la vista en el año 2004 cuando el gobierno argentino publica la resolución 27 anunciando restricciones a las exportaciones de gas en atención al abastecimiento del consumo interno lo que agregó una nueva componente de incertidumbre a la generación energética. A la volatilidad del recurso hídrico y de los precios del carbón y del petróleo, se suma la incerteza del abastecimiento de gas natural previamente pactado entre privados chilenos y argentinos. El revuelo provocado por las inversiones previamente realizadas, y el desabastecimiento, ha llevado a la consideración de nuevas alternativas de generación. A corto plazo se realizaron conversiones de centrales a gas por sistemas alimentados por Diesel que se tradujeron en la elevación de los costos de generación y una inevitable alza en la contaminación.

Una de las alternativas a mediano plazo es la importación de Gas Natural Licuado (GNL) traído desde ultramar lo que significa la construcción de instalaciones apropiadas para su procesamiento previo a su distribución. La regasificación plantea algunos desafíos tecnológicos (equipos y procesos) que es de interés investigar. Es este punto el que da pie a estudios de factibilidad en la construcción de Plantas Satélites de Regasificación, Gasoductos Virtuales, distribución y manejo de las plantas en la gran minería

del país.

Nuestra propuesta consiste en comercializar y distribuir Gas Natural en Chile, mediante la instalación de Plantas Satélites de Regasificación. Éstas se instalan en las dependencias del Cliente y sirven para decepcionar el GNL así como para su posterior regasificación, regulación, medición y la entrega de gas natural.

El gas natural licuado es el combustible fósil más limpio en la actualidad, de amplio uso en el sector industrial y que hasta hace poco tiempo en Chile su consumo estaba limitado a clientes conectados a las redes de distribución y/o gasoductos. Mediante el modelo de negocio desarrollado, se pone a disposición el GNL a clientes conectados o no a las redes. El precio de regasificación bordea los 11,8 US\$/MMBtu entregando una eficiencia energética lumpia y baja en huella de carbono a un precio mas conveniente que otros combustibles a este precio y estimado una demanda de plantas de regasificación de 80 m3 con autonomía de 3 días se pueden llegar a ventas por concepto de regasificación de un aproximado de US\$ 1.250.000 anuales por cada planta de regasificación satellite.

## **Oportunidad de Negocio**

### **Estudio de Mercado.**

El mercado chileno del gas natural, a excepción de la Región de Magallanes, actualmente sólo puede ser abastecido con GNL importado. Ello debido a que las restricciones a la exportación desde Argentina imposibilitan su compra vía gasoducto de una forma regular y confiable. Adicionalmente, los problemas geopolíticos existentes con Perú y Bolivia plantean las mismas restricciones.

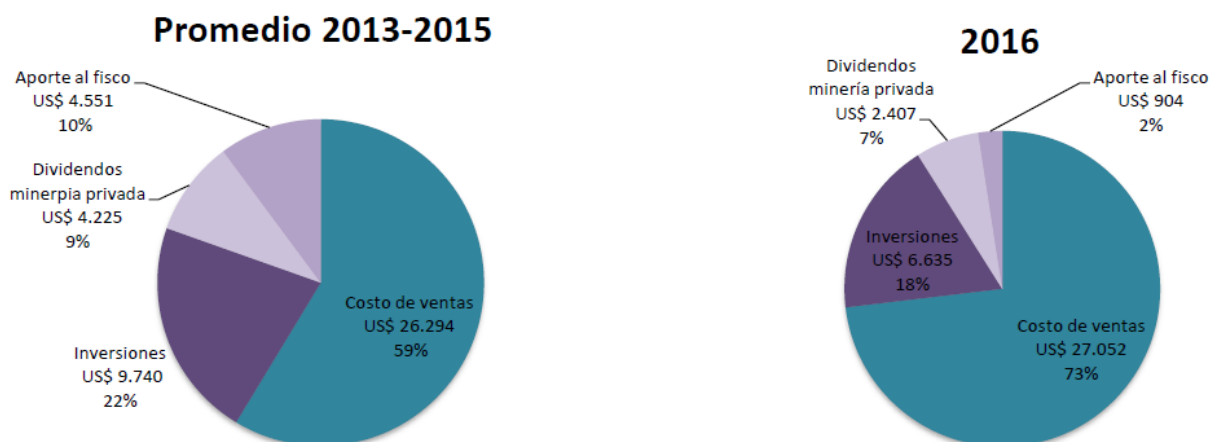
En consideración a esto, para poder analizar la competitividad y eficiencia del mercado del gas natural en nuestro país, se debe conocer la situación actual y posible evolución del mercado internacional del GNL y de los combustibles alternativos.

Según la última información emanada de la Comisión Nacional de Energía, el sector en cuestión está compuesto por siete compañías de distribución de gas de red, tres comercializadoras y seis compañías de transporte por ducto. Estas empresas requieren la adjudicación de una concesión, en la cual las empresas de transporte de gas natural tienen la obligación de dar acceso abierto, y las empresas de distribución, de entregar el servicio de suministro de gas natural dentro de sus respectivas zonas de concesión<sup>2</sup>.

En el caso de los terminales de gasificación existe el Terminal de Gas Natural Licuado (GNL) de Quintero en donde se regasifica el producto que proviene del extranjero. En este centro son socios BG Grupo (40%), Metrogas S.A. (20%), Enap (20%) y Endesa (20%). Igualmente, Gasco cuenta con Gas Sur, en la Región del Bío; Gasco Magallanes, en la región del mismo nombre, y en la que opera con Gazel, que es una empresa comercializadora de gas natural vehicular; y el Gasoducto del Pacífico, con el cual transporta el producto. Otros actores del sector son GasValpo, que opera en las V y VI Regiones, y Geopark, que es el único que produce petróleo y gas natural. En resumen, el segmento del gas natural licuado (GNL) es dominado por la empresa Gasco, propietaria del 51% de Metrogas y del 100% de Gas Sur y de Gas Magallanes. Otros participantes en el control de Metrogas son Abastible (40%) y Lipigas (8,3%).

## Mercado Objetivo

El mercado objetivo es la totalidad del sector minero, el último informe actualizado a mayo del 2018 entregado por el Consejo Minero los flujos generados por las empresas de la gran minería en el año 2017 ascendieron a 36.998 millones de US\$, su descomposición y reporte de años anteriores se ilustra a continuación:



**Costo de ventas:** costos de ventas de acuerdo los estados de resultados compilados de las empresas socias.

**Inversiones:** incorporación de activos fijos según los estados de flujo de efectivo compilados de las empresas socias.

**Aporte al Fisco:** tributación de las 10 mayores empresas mineras privadas (impuesto a la renta y royalty) y aporte de Codelco, según reportan Cochilco y Dipres

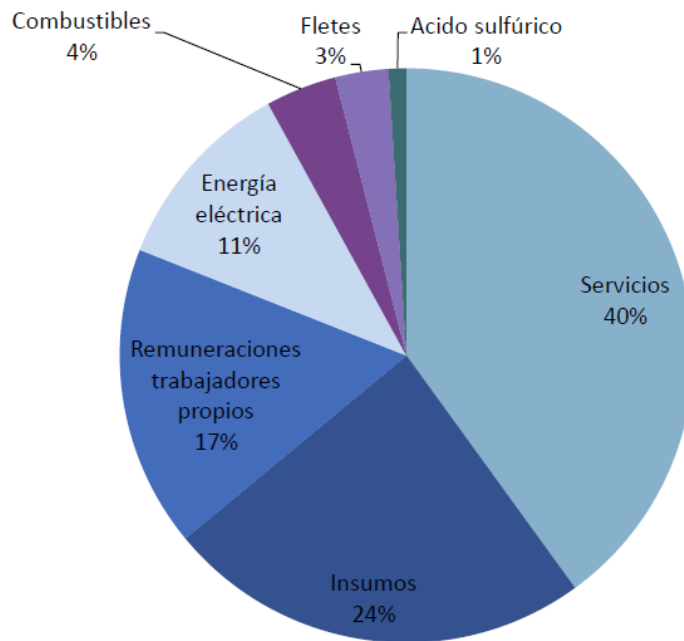
**Dividendos minería privada:** dividendos y retiros según los estados de flujo de efectivo compilados de las empresas socias, excluido Codelco.

*Fuente: Informe "Cifras actualizadas de la Minería", Consejo Minero*

Castigando con una tasa de descuento similar a las firmas con mayor participación en el mercado (6%) se

supone el valor de la industria en 569.200 millones de US\$.

## Componentes del gasto operacional de la minería del cobre 2017

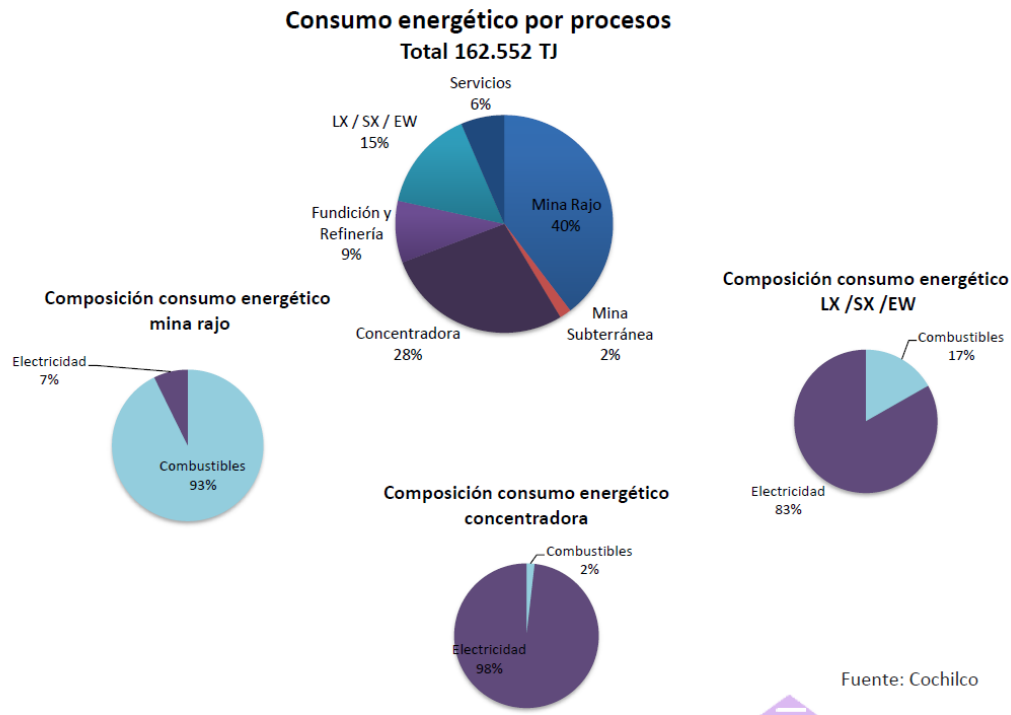


*Fuente: Informe "Cifras actualizadas de la Minería", Consejo Minero*

Dentro de los costos incurridos por la industria, un 15% corresponde a consumo energético, tanto en energía eléctrica como en combustible.

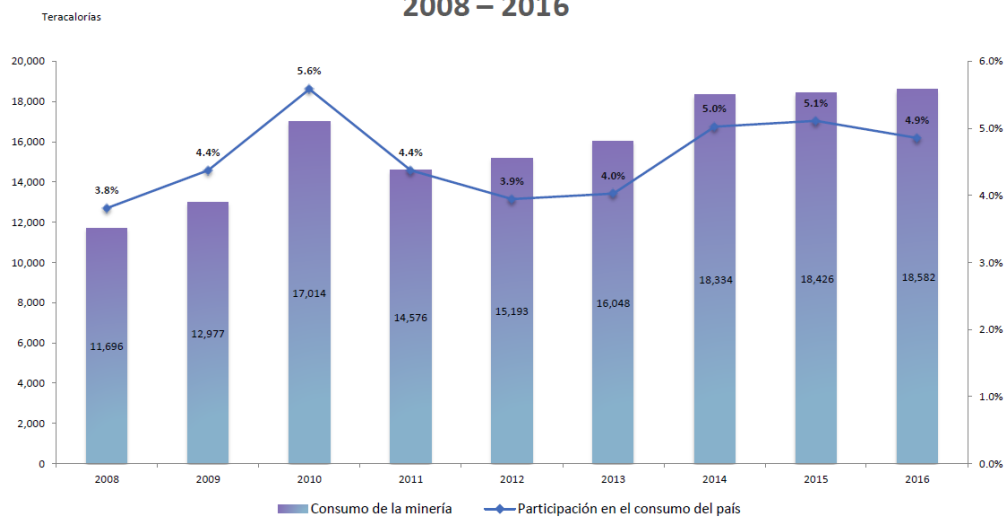
De lo anterior se deduce una predisposición por parte de la industria a buscar alternativas de abastecimiento energético ante la potencial crisis, entendiendo que esta forma parte esencial de su estructura de costos que permite el funcionamiento productivo.

# Caracterización consumo energético y de combustible



Fuente: Informe "Cifras actualizadas de la Minería", Consejo Minero

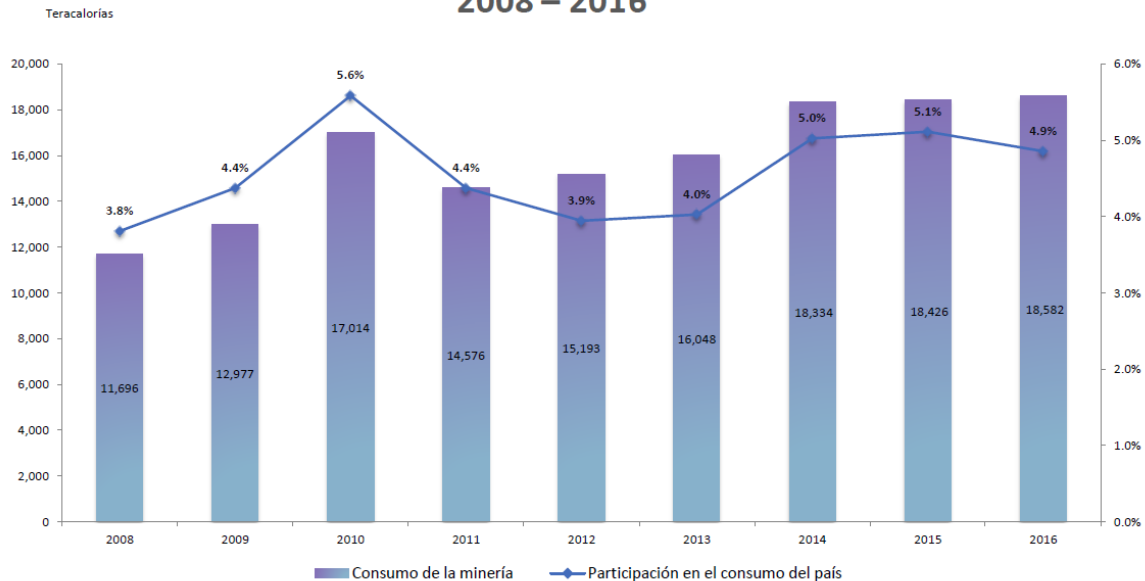
## Consumo de combustibles en la minería del Cobre y participación en el consumo de combustibles del país 2008 – 2016





Fuente: Informe "Cifras actualizadas de la Minería", Consejo Minero

## Consumo de combustibles en la minería del Cobre y participación en el consumo de combustibles del país 2008 – 2016



Fuente: Informe "Cifras actualizadas de la Minería", Consejo Minero

Es evidente que el consumo de combustibles en la minería particularmente del Cobre y la participación en el consumo de combustibles del país es importantísimo, por lo que una oportunidad innovadora en el rubro sería esperable tenga gran aceptación.

## Oportunidad

Actualmente el suministro del gas para la minería, industria, generación eléctrica, redes domésticas, son atendidas por proveedores que no cuentan con la capacidad de suministro debido ya que el producto se trae del centro del país lo que incrementa los costos y pone en riesgo suministro.

Se proponen plantas satélites de regasificación que firmaran contrato de largo plazo con la empresa Sociedad GNL Mejillones que cuenta con un estanque de 185.000 M3 de gas natural lo que garantiza nuestro suministro de gas al cliente.

2 comisión Nacional de Energía. [en línea]. Disponible: <http://www.cne.cl/energias/hidrocarburos/tipos-de-energia/367>

La sustitución de los combustibles fósiles por alternativas de bajas emisiones como el gas natural es un tema del que se viene hablando hace años en la zona norte del país.

De hecho, esta posibilidad es la que genero la construcción del terminal de regasificación de

Mejillones, donde junto a Codelco y el entonces GDF Suez, que asumieron la inversión, participaron Collahuasi, Freeport McMoRan (El Abra) y BHP, grandes mineras que comprometieron servicios de almacenamiento y regasificación de largo plazo, lo que a su vez les permitió garantizar el derecho de uso de esa instalación. Tiene todo el sentido usar gas natural en faenas que estén cerca o no de un gasoducto porque está disponible la alternativa del abastecimiento a través de camiones, considerando que ya en la actualidad el combustible fósil líquido (diésel y gas licuado) lo reciben de esta misma forma, con lo cual el costo en logística sería similar al sustituir estos combustibles por gas natural, la diferencia radica en la forma de distribución a través de plantas de regasificación ya que bajan el costo de transporte debido al volumen.

Las PSR permiten llevar, a través de camiones, el gas natural en estado líquido (-160°C) a lugares distantes como las mineras en las cuales tendrán plantas satélites (que tiene una capacidad de almacenamiento de 80 metros cúbicos de GNL), donde es regasificado por medio de vaporizadores modulares (un metro cúbico de gas natural en estado líquido representa 600 metros cúbicos en estado gaseoso)

## **Análisis de la Industria.**

Entre los años 1995 y 2004 Chile pasó por un periodo de apogeo del gas natural traído desde Argentina gracias a sus precios competitivos respecto al mercado mundial.

En ese periodo el precio del gas natural alcanzó precios de hasta 1,5 USD/MMBtu, mientras que el Henry Hub<sup>[1]</sup> promediaba los 3 USD/MMBtu. En la misma época el precio del carbón rondaba los 3,5 USD/MMBtu y el diésel estaba cercano a los 18 USD/MMBtu. En este escenario los precios eran tan convenientes que la planificación eléctrica en Chile puso sus ojos en este combustible y los inversionistas su dinero en la expansión de la tecnología mediante gasoductos, alcanzando a construirse 4 gasoductos entre Chile y Argentina (Norandino, Gas atacama, Gasandes y Del Pacífico), estos se pueden ver en la Fig. 1.

Durante el año 2003 en Argentina, durante la presidencia de Néstor Kirchner, se dispusieron políticas de congelación de tarifas de los servicios básicos como el gas natural. Esto desincentivó la inversión de infraestructura de extracción de gas natural y terminó por congelar la oferta de las empresas explotadoras. Por otro lado, una demanda interna creciente del combustible obligó a Argentina a cortar sus suministros para poder satisfacer el consumo nacional. Hoy actualmente Argentina es un importador neto de gas natural.

Esta resolución obligó a Chile a buscar soluciones alternativas al gas natural, como la utilización de centrales de ciclo combinado para operar con diésel, aumentando el costo de mantención y operación. Con estas acciones se llegó a triplicar los precios de la energía en el país debido a la

adecuación de ciclos combinados a trabajar con diésel. Entre las resoluciones más importantes al conflicto es importante mencionar la creación de la Ley 20.018, también conocida como Ley Corta II, que obliga a las empresas distribuidoras a licitar el suministro de su energía, logrando fomentar la inversión en el sector de generación, el cual estaba detenido por el conflicto. Por otro lado, se construyeron terminales de recepción y regasificación de GNL (opción al gas natural) con la entrada en operación del terminal Quinteros, el año 2009, y más adelante con el terminal Mejillones el año 2010.

En la figura a continuación se puede observar el cambio del aporte trimestral de gas natural v/s GNL durante la crisis del gas Argentino:

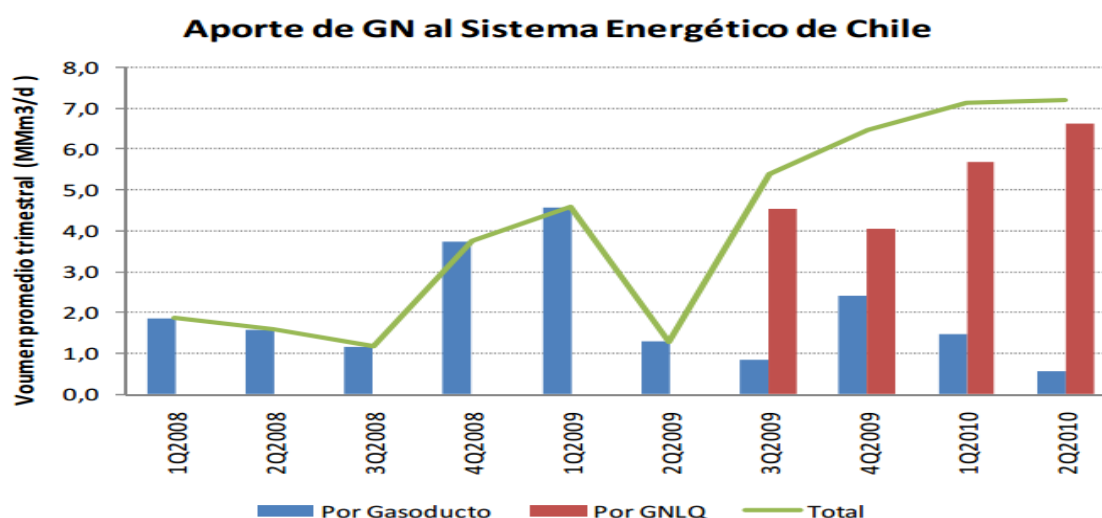


Fig 1. Aporte de gas natural a Chile

Podemos observar el alivio en el suministro que producen los terminales Quinteros y Mejillones; ya el 2009 se registraban bajas de 88% en el suministro de gas despachado por Argentina.

En el mercado del GNL se pueden distinguir varios tipos de transacciones:

**Mercado Spot (corto plazo):** Son las transacciones realizadas de manera rápida y sin necesidad de acuerdos a largo plazo. Dado que el precio del mercado spot es el del mercado en ese momento, es posible acceder a precios más bajos gracias a su volatilidad inherente.

**Contratos Bilaterales (largo plazo):** Esta es la forma de transacción más utilizada en Chile. Consiste en un contrato de largo plazo que permite a las empresas acceder a precios menores de GNL pero a volúmenes más amplios, lo que asegura su suministro. Generalmente estos contratos contienen cláusulas de tipo Top, las que consisten en obligaciones que establecen una cantidad mínima de combustible a tomar por parte del comprador, sea o no consumido. Con esto se evita el riesgo

inherente del productor en esta industria de altos costos de inversión.

Otro tipo de opciones: Además existen instrumentos de cobertura de riesgo como forwards, futuros y swaps que ayudan a los inversionistas a cubrirse de la volatilidad de tasas y precios.

## Terminales

Actualmente existen dos terminales de regasificación en Chile:

Terminal Quinteros: Terminal ubicado en Quinteros, V Región. Primer terminal operativo del país entrando en funcionamiento el 2009. Sus controladores principales son ENAP, Endesa, Metrogas y Terminal Valparaíso.

Terminal Mejillones: Ubicado en el norte del país, sus principales controladores son GDF Suez y Codelco. Es el responsable de abastecer la demanda gasífera de las mineras y fue diseñada en dos etapas: la primera como unidad flotante (FSU) y con un punto de regasificación en tierra. La segunda consideraba almacenar combustible en tierra y fue inaugurada el 14 de mayo del 2014 [22] agregando una capacidad de almacenamiento extra de 187.000 m3.

El terminal Quintero funciona en base a dos sociedades, GNL Quinteros, quien se encarga de la gestión de los activos de combustibles en el terminal y GNL Chile, quien maneja las gestiones de tipo comercial con sus únicos clientes quienes son los dueños (ENAP, Metrogas y Endesa). Ambas funcionan como entidades separadas y los socios que participan en cada uno se detallan a continuación:

<b>Sociedades</b>	<b>Propietarios</b>
<b>GNL Quinteros</b>	ENAP (20%)
	Metrogas (20%)
	Endesa (20%)
	Terminal de Valparaíso (40%)
<b>GNL Chile</b>	ENAP (33,3%)
	Metrogas (33,3%)
	Endesa (33,3%)

Tabla 1. Participación en sociedad GNLQ. FUENTE: ENAP

GNL Chile es la dueña del combustible importado. Esta posee un contrato de largo plazo con la

empresa internacional BG LNG Trading quien importa el combustible a Chile y le permite flexibilidad en el requerimiento de combustible año a año. Por otro lado existen contratos del tipo Terminal User Agreement (TUA) por la descarga, almacenamiento y regasificación del gas entre GNL Chile y GNL Quinteros por el 100% del gas bajo términos take or pay. GNL Chile comercializa el GNL con sus 3 únicos clientes bajo modalidad take or pay por una duración igualitaria a la duración del contrato con BG LNG Trading.

Por otro lado, el terminal Mejillones se administra según la sociedad GNL Mejillones y sus socios participan de la siguiente manera:

#### Sociedades

<b>Sociedades</b>	<b>Propietarios</b>
<b>GNL Mejillones</b>	GDF Suez (63%)
	Codelco (37%)

Tabla 2. Participación en sociedad GNLQ. FUENTE: ENAP

GNL Mejillones es el encargado de administrar el terminal y comercializar el gas bajo contratos tipo TUA con sus consumidores quienes son en gran parte generadores y empresas mineras. Además de los contratos anteriores existe un mercado spot en donde las generadoras pueden vender sus excedentes de gas.

Finalmente, y a modo de comparar las capacidades técnicas de cada terminal se presentan sus principales características de despacho. En base a estas se pueden definir la flexibilidad del manejo y gestión de combustible.

<b>Tasas de Descarga</b>	<b>de Capacidad Almacenamiento</b>	<b>de Capacidad de Vaporización</b>
<b>Quinteros</b>	10.000 a 12.000 m3/hr	334.000 m3
<b>Mejillones</b>	3.500 a 4.000 m3/hr	349.000 m3

Tabla 3. Características técnicas de ambas centrales.

#### Gasoductos

En Quinteros existe un gasoducto que conecta el terminal con las regiones Quinta, Metropolitana y Sexta. La capacidad utilizada de estos gasoductos es de un 50%, esto significa que podría duplicar su capacidad de distribución sin necesidad de incurrir en compresores para su transporte.

En el caso del terminal Mejillones, sus contratos son principalmente con empresas mineras. Su

distribución mayoritaria es a través de los gasoductos Norandino y Gas Atacama, los que utilizan solo un 15% de la capacidad total.

Actualmente, el principal demandante de gas natural en el país es el sector eléctrico, con aproximadamente 50% del consumo total,20 siendo utilizado en las centrales de ciclo combinado y turbinas a gas para la generación de energía eléctrica. El mercado industrial y residencial es un mercado menor, donde la principal demanda se encuentra concentrada en la Región Metropolitana y en menor medida en la V Región. En la Región Metropolitana la demanda de gas natural para el año 2011 se estima en 2,1 MMmcsd, y se espera una tasa de crecimiento del 5% anual en los próximos 20 años. Para la V Región el consumo estimado para el presente año es de 0,4 MMmcsd y se espera una tasa de crecimiento similar a la de la Región Metropolitana. En el Norte Grande, el consumo industrial y residencial es limitado, en el 2010, la distribuidora Distrinor entregó en promedio 0,07 MMmcsd.

En el caso del mercado eléctrico el gas natural compite con el carbón, en cambio en el segmento industrial el gas natural compite con el diésel y fuel oil. En el segmento residencial la competencia se da con el gas licuado. Los potenciales de crecimiento del mercado del gas natural son limitados y las perspectivas están basadas en la introducción del gas natural vehicular, (en adelante “GNV”), y el transporte de GNL en camiones para las regiones IV a VII. Según lo anterior, el disponer de gas natural a precios que sean competitivos con el fuel oil permitiría incrementar la demanda de gas natural, logrando una mayor penetración en el sector industrial y un crecimiento más rápido hacia las regiones IV y VII del país.

Uno de los aspectos relevantes de mencionar del mercado de distribución industrial, comercial y residencial son los márgenes de comercialización presentes en Chile. Para ello en la fig2, fig3 y fig 4 se comparan los precios del GNL internado con los precios del gas natural a público, diésel y fuel oil:

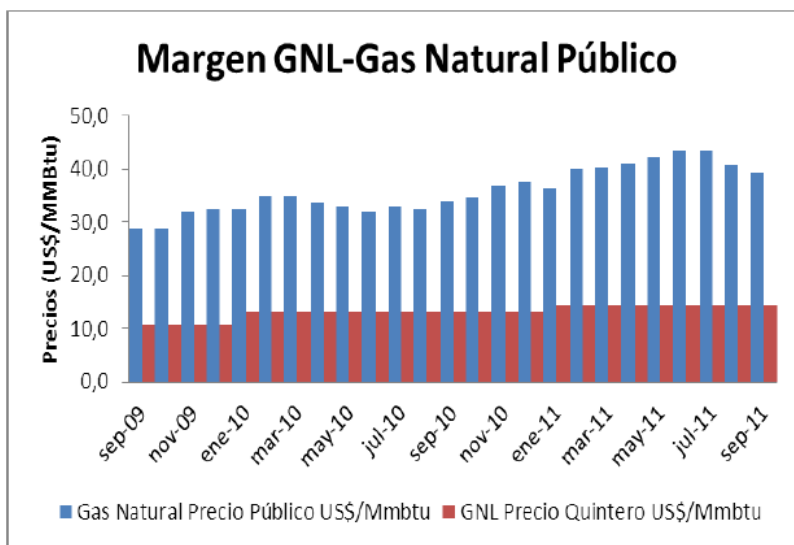


Fig 2. Comparación de precios de GNL regasificado en quintero versus precios de gas natural al público

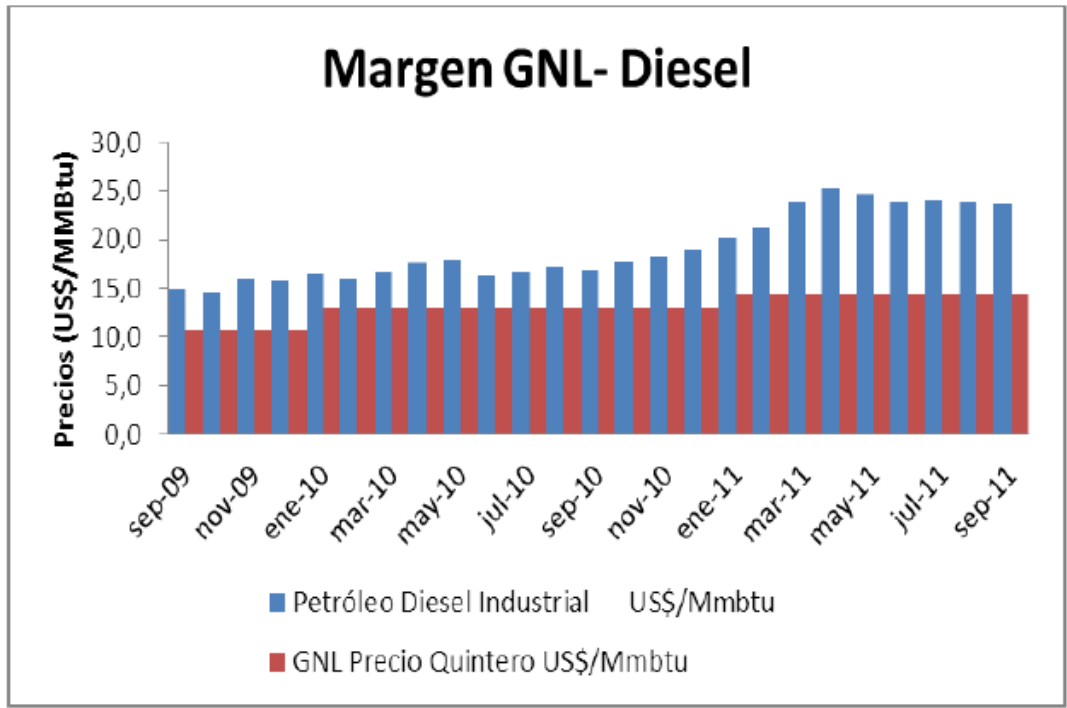


Fig 3. Comparación de precios de GNL en terminal Quintero con precios de Diesel en el mercado industrial

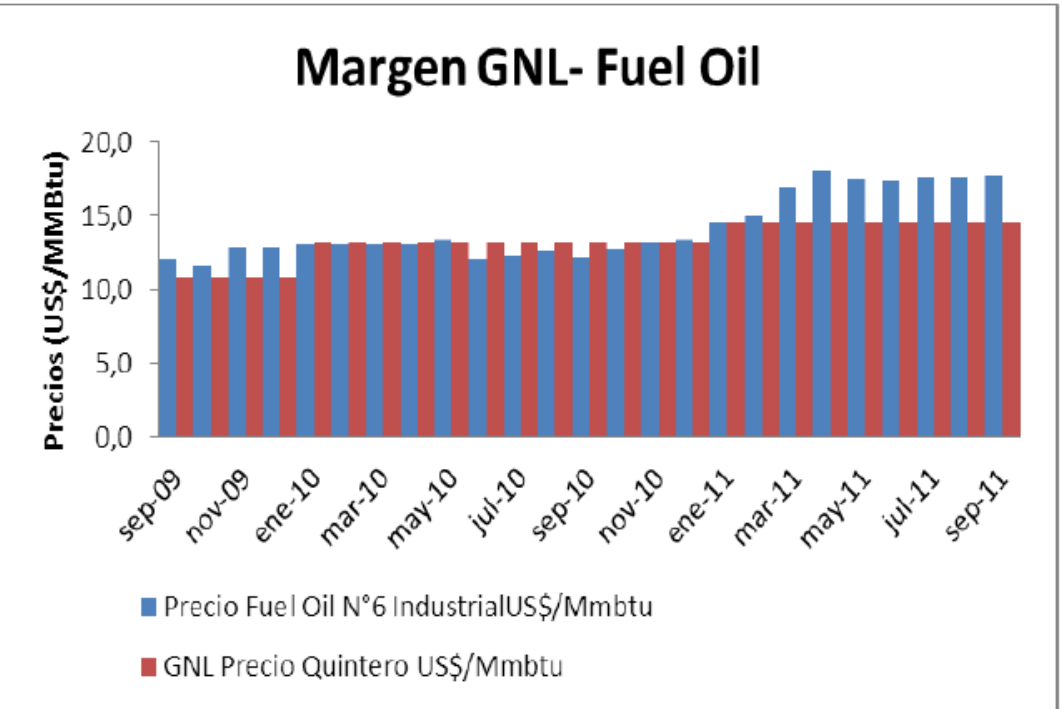


Fig 4. Comparación de precios de GNL en terminal Quintero con precio fuel en el mercado industrial

En los gráficos anteriores se destacan los elevados márgenes en el gas natural vendido a público, dado que se comercializa a un precio similar al del gas licuado. Este margen es menor en el caso del diésel y casi no habría en el caso del fuel oil, por lo que el GNL no ha entrado en este segmento.

## Competidores.

La recopilación de antecedentes referente a nuevos proyectos de terminales de GNL que se están estudiando desarrollar en Chile, indican que existen varias iniciativas todas a nivel de estudio, dentro de las cuales se pueden indicar las siguientes:

- Gas Atacama Generación está estudiando instalar un Floating Storage Gasification Unit (en adelante “FSRU”), en la Bahía de Mejillones, II Región. Para este proyecto acaba de recibir ocho ofertas en su proceso de licitación del servicio requerido, por valores entre US\$ 200 y 300 millones. Gas Atacama está actualmente en proceso de evaluación de las ofertas.
- La empresa eléctrica Colbún también está estudiando un proyecto de terminal de GNL y almacenamiento flotante en la Bahía de Ventanas o Laguna Verde, V Región.
- Un grupo de inversionistas independientes está desarrollando un proyecto de terminal de GNL en la VIII Región, Puerto de los Reyes.

## Proyecto Terminal Gas Atacama:

El proyecto de terminal de GNL para Gas Atacama se está desarrollando a través de su empresa de distribución de gas natural Progas. Para este efecto con fecha 16 de Junio de 2011, Progas S.A. inició la tramitación de la concesión marítima mayor N° 26.651 de 26.896 m2 cuya finalidad es habilitar un terminal marítimo de transferencia de productos líquidos y gaseosos consistentes en un buque de hasta 110.000 Trg, considerando un barco tradicional de transporte de GNL permanentemente amarrado al fondo marino a una distancia aproximada de 2 km del borde costero de la bahía de Mejillones. Este buque contará con equipamiento para recibir GNL en forma periódica y almacenar en sus estanques un volumen aproximado de 145.000 m3 de GNL. La inversión estimada inicialmente es de MMUS\$ 190 y se desglosa de la siguiente manera:

Item	MMUS\$
Buque LNG a ser convertido en FSRU	100
Modificaciones del buque	20
Boya, cable y cañería submarina	50
Proceso de regasificación en cubierta del FSRU	20
Total	190



Tabla 4. : Fuente GNL Quintero

Por otra parte, se estima que las obras adheridas al suelo en sectores a concesionar ascienden a los MM\$ 800 y los costos operativos anuales serían de entre 12 a 15 MMUS\$, incluida la energía necesaria para operar la infraestructura.

## Proyecto Puerto de Los Reyes

Un grupo de capitales coreanos busca impulsar en Talcahuano, Región del Bío Bío, la instalación de un proyecto de regasificación de GNL, que se sumaría a los que ya operan en Quintero y Mejillones. Para estos efectos con fecha 11/01/2010, esta sociedad de inversiones comenzó a tramitar la concesión marítima mayor N° 23.793, de 1.217 m<sup>2</sup>, para la construcción y operación de un muelle mecanizado para manejo de carga general, contenedores y descarga de GNL, con cuatro sitios de atraque para naves sobre 120.000 TRG. Dicho muelle estará ubicado en el sector Isla Rocuant, en la Región del Bío Bío.

Etapa	Duración en meses	Desde	Hasta	Costo Etapa MUS\$
Instalación de Faenas	2	02/06/2010	01/08/2010	500
Etapa de Construcción	28	01/08/2010	01/12/2012	80.000
Etapa de Inspección	14	02/12/2010	01/02/2012	4.000
Etapa de Recepción de Obras	3	01/02/2012	01/05/2012	500

Tabla 5. : Fuente GNL Quintero

A esta inversión debiese sumarse el valor de la FSRU, del orden de los MMUS\$ 200.

Ninguno de los tres proyectos a la fecha ha iniciado la tramitación ambiental. La tarifa de almacenamiento y gasificación que se espera en estos proyectos, según estimaciones realizadas por Mas Energía, es de 0,75 US\$/MMbtu. Los criterios usados en la evaluación son los siguientes:

<b>Inversión</b>	<b>225 US\$ millones</b>
<b>Capacidad de Regasificación</b>	<b>6,0 MMmcsd</b>
<b>Capacidad de Almacenamiento</b>	<b>150.000 m<sup>3</sup> de GNL</b>
<b>Costos de Operación</b>	<b>25.000 US\$/día</b>
<b>Combustible</b>	<b>0,1 US\$/MMbtu</b>
<b>Demanda</b>	<b>3,5 MMmcsd</b>
<b>Retorno sobre la Inversión</b>	<b>10% real anual</b>
<b>Horizonte de Evaluación</b>	<b>20 años</b>

Tabla 6. : Fuente GNL Quintero

Methanex en conjunto con ENAP también han estudiado la posibilidad de un FRSU en Cabo Negro, XII Región, para manejar los períodos más críticos de suministro de gas a su proceso. Han concluido que es técnicamente factible realizar la operación, con un costo inferior a un millón de dólares. Hoy en la época invernal, están probando manejar la situación con una mezcla de butano con aire.

La evolución que siga la integración gasífera con Argentina será clave para decidir el futuro de estos proyectos. En la medida que prospere positivamente, es muy difícil que alguno de ellos se concrete, siendo este el escenario más probable a juicio de MasEnergía.

## **Clientes.**

Desde Abril del año 2010, GNLM entrega en forma continua más de 2 MMmcsd de gas natural, a las empresas mineras CODELCO, BHP/Escondida, Collahuasi y El Abra, en conformidad a los contratos suscritos, y que finalmente posibilitaron la existencia de este Proyecto. Las mineras antes mencionadas tienen contratos de maquila con las empresas generadoras E-CL y GasAtacama, por el equivalente a una capacidad instalada de generación eléctrica de 400 MW de energía por un periodo de tres años. No fue posible conocer más detalles sobre la relación contractual entre las mineras y las generadoras. GNLM a su vez entrega gas natural a la distribuidora Distrinor, quien lo distribuye mayoritariamente en el sector minero e industrial de la zona norte de Chile. También realiza ventas de gas natural Spot a la Central Taltal de ENDESA, ubicada en la II Región

Durante el año 2010, GNLM entregó a CODELCO y El Abra 294 MMmcs/año de gas natural, siendo la generación eléctrica equivalente de 238 MW. Las entregas a Minera BHP/Escondida y Collahuasi en el mismo período fueron 280 MMmcs/año.

Electroandina y Edelnor formaron parte de la cartera de clientes de GNLM en el año 2010, con acuerdos de venta hasta por 105 MMmcs en total en dicho año.

Hoy en día GNLM está negociando la incorporación de nuevos clientes, siendo posible que se incorporen a los existentes, entre otros, GasAtacama, E-CL y otra empresa minera de importancia en la zona.

En las regiones I, II y III, el desarrollo del mercado residencial, comercial e industrial está aún en una etapa preliminar. En la actualidad en la II Región se abastecen de gas natural a través de Distrinor solamente, Soquimich, Chuquicamata, Radomiro Tomic, Sociedad Chilena del Litio, Molycop, Cooperativa San Pedro y Lipigas en la ciudad de Calama. Todas ellas consumieron en el 2010, 72.016 m<sup>3</sup>/día<sup>38</sup> de gas natural en promedio. La posibilidad de disponer de una fuente confiable de gas natural, a través de GNLM, abre interesantes posibilidades de desarrollo en esta área, a través de

camiones en una primera etapa. Con este objeto Suez creó una nueva filial para impulsar este mercado, Solgas.

## **Descripción de la empresa y propuesta de valor.**

Nuestra propuesta consiste en comercializar y distribuir Gas Natural en Chile, mediante la instalación de Plantas Satélites de Regasificación. Éstas se instalan en las dependencias del Cliente y sirven para recepcionar el GNL así como para su posterior regasificación, regulación, medición y la entrega de gas natural

## **Modelo de Negocio.**

El gas será transportado desde la empresa que opera el terminal de regasificación de gas natural licuado ubicado en la bahía de Mejillones.

Desde su puesta en marcha, nuestra empresa va cumpliendo los siguientes objetivos estratégicos:

- Convertir el GNL en una alternativa de suministro segura y confiable
- Asegurar la diversificación de la matriz energética de Chile
- Contar con una bahía excepcional con prácticamente 100% de disponibilidad
- Un estanque en tierra
- Diseño antisísmico, capaz de almacenar aprox. 175.000 m<sup>3</sup> de GNL (más grande que cualquier estanque del tipo en Chile)
- Capacidad nominal de regasificación 5.5 MM m<sup>3</sup> diarios de GN equivalente a abastecer dos ciclos combinados de 500 MW.
- 100% de disponibilidad comercial:
- Regasificación entregada más de 2.400 millones de m<sup>3</sup> de GN.

## **Multiusuario**

- Clientes mineros, generadores, industriales y distribuidores.
- Sin restricción de tipo de cliente.

## **Reglas de acceso**

- Idénticas, conocidas de antemano y no discriminatorias para todos los clientes.
- Sin restricciones a los potenciales proveedores o fuentes de GNL.
- Tarifas fijas
- Descarga, almacenamiento y regasificación no dependen del nivel de utilización total del terminal.
- Dependen de la duración del contrato comercial, incentivando contratos de largo plazo.

## Funcionamiento Actual.

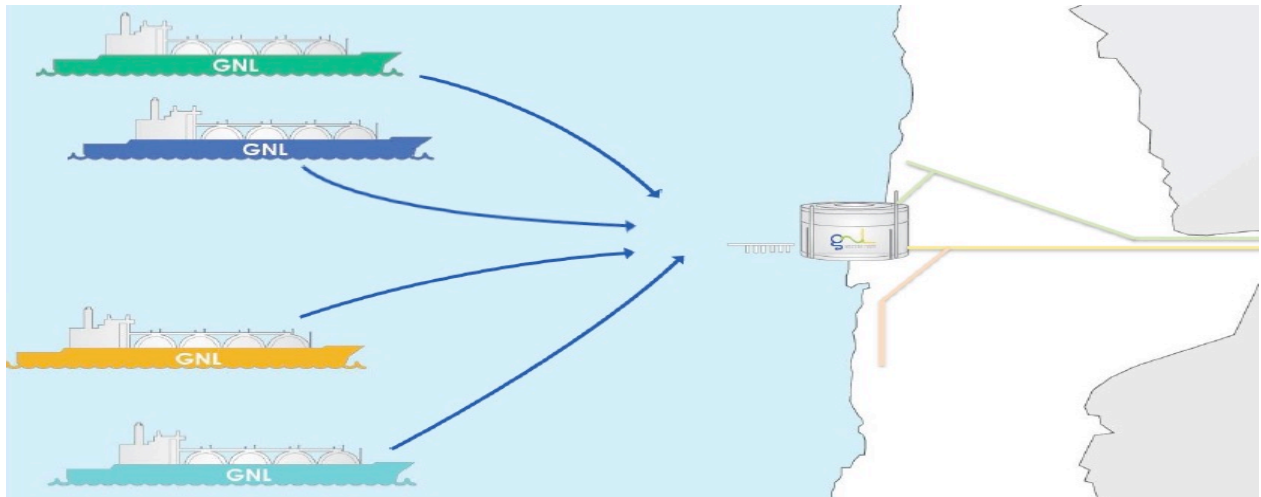


Fig 5. Fuente: GNL Mejillones

## Con Plantas virtuales de Regasificación y Gasoductos Virtuales.

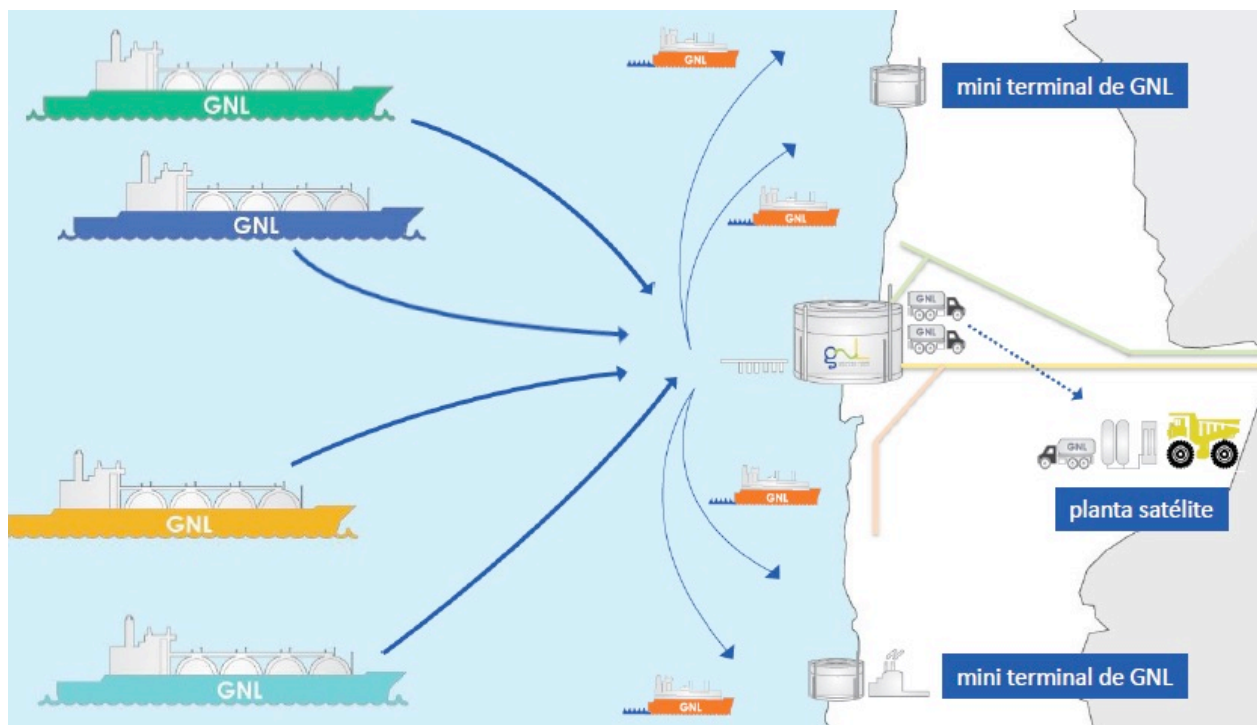


Fig 6. Fuente GNL Mejillones

## **Descripción de la Empresa:**

La clasificación “A+” asignada a ENGIE ENERGÍA CHILE S.A. (Ex E-CL S.A.) refleja un perfil de negocios “Satisfactorio” y una posición financiera “Satisfactoria”. ENGIE ENERGÍA CHILE es una de las principales compañías generadoras en Chile donde posee 1.971 MW de capacidad instalada. La empresa es controlada por ENGIE (ex GDF Suez), otorgando un soporte explícito a sus operaciones. Sus centrales operan principalmente a carbón (53%) y gas natural (33%), con la flexibilidad para operar estas últimas con diésel. La compañía mantiene una política comercial con una reducida exposición de los ingresos al mercado spot, lo que, en conjunto con cláusulas de indexación de sus precios a variables de costos, contribuye a la estabilidad de sus márgenes operacionales. Destaca, el inicio en enero de 2018 del suministro de energía en ex - SIC a clientes regulados, por 15 años, lo cual diversificará la base de clientes, mejorando la estabilidad de los ingresos, manteniendo un calce con centrales eficientes. Actualmente, la compañía exhibe una concentración de ingresos provenientes del sector minero, mitigada, en parte, gracias a la fuerte calidad crediticia de sus clientes. Asimismo, la empresa dispone de un alto porcentaje de la capacidad eficiente contratada, mientras que su estrategia contempla cubrir nuevos proyectos eléctricos con PPA’s de largo plazo. No obstante, fallas en centrales eficientes exponen a satisfacer la demanda eléctrica contratada mediante compras al mercado spot o generación propia en base a diésel. Asimismo, para satisfacer cerca del 50% de dichos PPAs hasta que entre en operaciones Infraestructura Energética Mejillones (IEM I), la compañía contrató PPAs “puentes” con generadores, exponiendo el 50% restante al mercado spot. Al 30 de septiembre de 2017, La deuda financiera de la compañía ascendió a US\$ 825 millones, compuesta por dos bonos Yankee tipo bullet por US\$ 400 millones y US\$ 350 millones con vencimientos en 2021 y 2025, respectivamente y dos créditos bancarios de corto plazo por US\$ 75 millones, el cual debería ser saldado completamente en el corto plazo. En este periodo, ENGIE ENERGÍA CHILE exhibió un indicador deuda financiera/ebitda de 3,2x y una cobertura de gastos financieros de 21,0x. La empresa exhibe una amplia flexibilidad financiera, gracias a la robusta posición de liquidez y su estructura de vencimientos de largo plazo. Asimismo, destaca la contratación de líneas comprometidas de US\$ 270 millones con vigencia hasta el año 2020. La compañía lleva a cabo la última parte del plan de inversiones 2015-2018, enfocado principalmente en lo que resta de IEM (375 MW; carbón, 89% de grado de avance) con un capex estimado para el 2018 de US\$ 280 millones. Se consideran los riesgos de construcción y retraso característicos ligados al desarrollo de proyectos. En consecuencia, los parámetros crediticios se verían presionados por deuda adicional para el financiamiento; sin embargo, Feller Rate espera que el indicador deuda/ebitda alcance 3,5x-4,0x durante el peak de inversiones el próximo año, disminuyendo posteriormente.

## Posibles escenarios

ESCENARIO BASE: La compañía lleva a cabo un plan de inversiones, enfocado principalmente en la etapa 1 de Infraestructura Energética Mejillones (375 MW; carbón) y la línea de interconexión SIC-SING (considerando la entrada del nuevo socio Red Eléctrica de España y una estructura project finance del tipo 80/20), con un capex estimado para el 2015-2018 de US\$ 1.235 millones. Se consideran los riesgos de construcción y retraso característicos ligados al desarrollo de proyectos. En consecuencia, los parámetros crediticios se verían presionados por deuda adicional para el financiamiento; sin embargo, Feller Rate espera que el indicador Deuda/Ebitda alcance 3,5x-4,0x durante el peak de inversiones, disminuyendo posteriormente. Asimismo, se espera una alta estabilidad de dichos flujos, junto con una potencial flexibilización de dividendos durante el periodo de construcción y el mantenimiento de su fuerte posición de liquidez.

ESCENARIO DE BAJA: Esto se podría generar en caso de observar un deterioro adicional de los índices de riesgo crediticio. Al respecto, será clave la flexibilidad de la empresa para ajustar su plan de crecimiento y financiamiento ante cambios en las condiciones de mercado.

ESCENARIO DE ALZA: Se considera poco probable un alza en el corto plazo, ante el elevado plan de inversiones para proyectos de mayor capacidad. Sin embargo, en el largo plazo se podría gatillar ante la consolidación de una cartera más diversificada de clientes, con un comportamiento más estable y predecible, junto con una correcta finalización del plan de inversiones 2015-2018 de la compañía.

La compañía ha desarrollado un plan de inversiones para el periodo 2015-2018 el cual considera el capex de mantenimiento, medioambiental y el desarrollo de proyectos. Este plan de inversiones rondaba los US\$ 1.300 millones, concentrándose en la nueva línea de transmisión SIC-SING y la etapa 1 de Infraestructura Energética Mejillones. La línea de transmisión SIC-SING, con un valor de US\$ 900 millones (Capex + intereses) fue cofinanciada a través de su socio Red Eléctrica Nacional, quedando ENGIE ENERGÍA CHILE con una participación del 50% sin consolidarla con la compañía. La estructura de capital fue de un 80/20, a través de un financiamiento estructurado del tipo Project finance sin recurso para el accionista. De esta forma el equity que le corresponde a ENGIE ENERGÍA CHILE alcanzaría unos US\$ 90 millones, Infraestructura Energética Mejillones alcanza un valor cercano a los US\$ 1.100 (planta de 375 MW y puerto mecanizado), de los cuales se lleva desembolsados US\$ 742 millones al 30 de septiembre de 2017. El financiamiento de este plan de inversiones se ha realizado a través de un mix de financiamiento equilibrado, incluyendo fondos propios, nueva deuda y ventas de activos no esenciales. Se espera levantamiento de nueva deuda financiera por unos US\$175 millones entre el cuarto trimestre de 2017 y el primer semestre de 2018. Esto le permitirá alcanzar un indicador de deuda financiera/ebitda en un valor de hasta 3,5x-4,0x durante el peak de inversiones, para luego disminuir ante la mayor generación de Ebitda esperada dado los nuevos

contratos y la recepción de dividendos desde TEN. Este indicador se mantendría en rangos acordes a su perfil de negocios, y por lo tanto a la clasificación asignada, aportando flujos de adecuada calidad, bajo las estructuras de contratos de largo plazo regulados

## **Estrategia de Crecimiento o escalamiento.**

EL plan operacional se determina en base a la estrategia de negocios (genérica) y sus correspondientes estrategias organizacional, funcional y emergente que tendrá la empresa, a partir de ello se elaboran las estrategias a seguir que se integrarán y servirán de protocolo de gestión a lo largo de la vida del proyecto cuyas bases están establecidas por la visión planteada. De lo anterior se desglosa:

- ♦ **Estrategia de negocios (Genérica)**

La estrategia genérica corresponderá a, según la clasificación de estrategias competitivas de Porter, a una basada en la “Diferenciación”, basada en la experiencia y expertiz respecto a la materia (abastecimiento energético) cuya innovación se potencia con ser la primera planta regasificadora a lanzarse al mercado, es decir, se entrega un servicio único y novedoso guiado por personal experto con años en el rubro que además viene a servir de salvataje ante la inminente crisis energética que hace urgente el abastecimiento alternativo de energía.

- **Estrategia Organizacional**

Se buscará el enfoque en un mercado específico con el fin de especializarse y lograr una mayor eficiencia para la compañía y la posibilidad a largo plazo de formar una sociedad con otra empresa con el fin de compartir recursos o aprovechar distintas oportunidades de negocio que puedan presentarse.

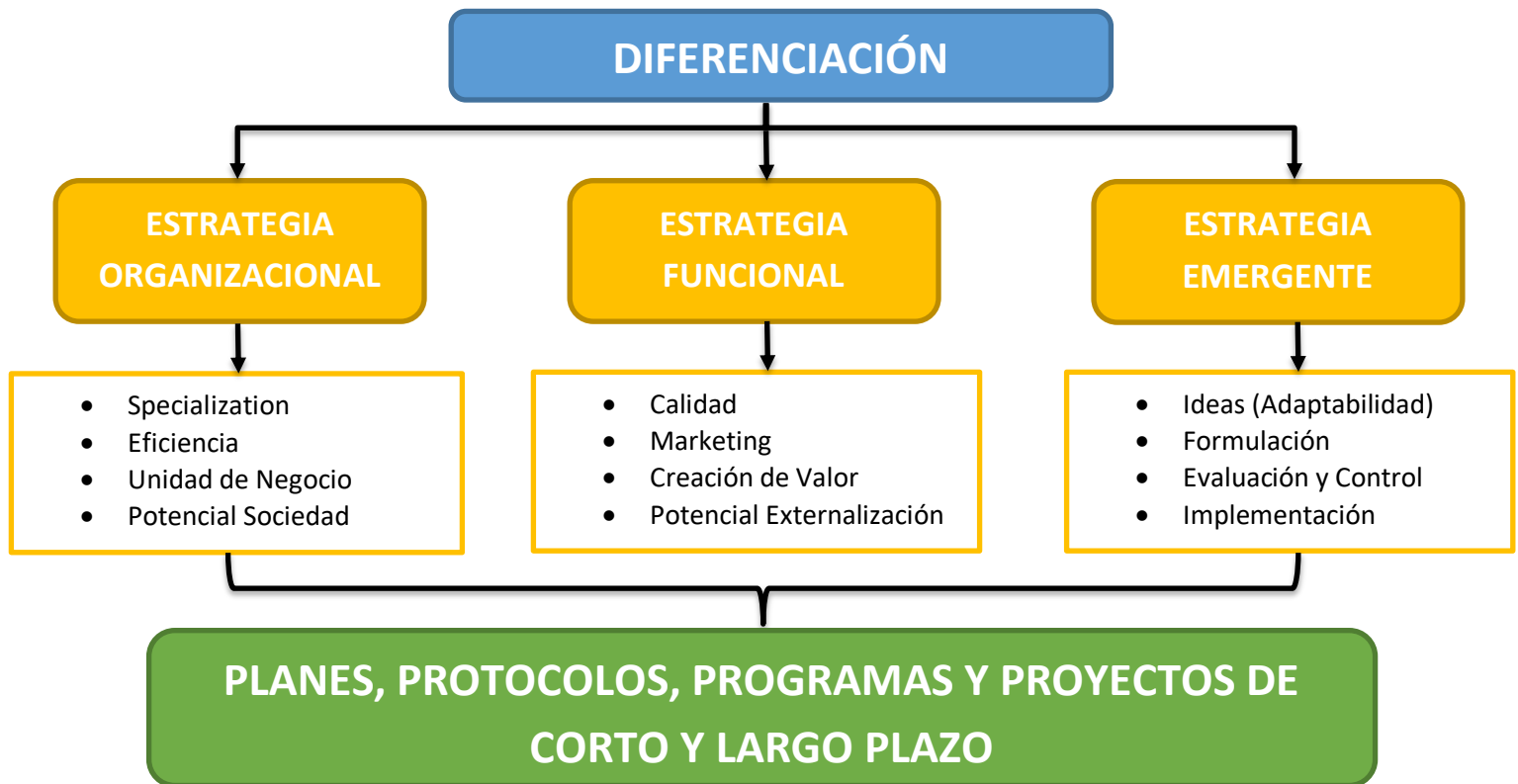
- **Estrategia Funcional**

Provocar un aumento de precios para poder lograr un mayor margen de ganancia mediante el aumento de la sensación de calidad de producto, para conseguir esto el departamento de Marketing contará con personal calificado para lograr esta gestión. Con lo anterior desde una perspectiva de operaciones, se buscará liderar por Calidad, lo que implica un conocimiento exhaustivo de la cadena productiva y de sus aportes de valor, haciendo necesario el uso intensivo en tecnologías de información para monitorear. En consecuencia, es posible que en algunas actividades donde no se poseen las ventajas competitivas adecuadas deban externalizarse ciertos procesos y operaciones, por lo que los procesos de coordinación y control serán de suma importancia.

- **Estrategia Emergente**

A lo largo de la vida útil se generarán instancias que permitirán adaptar el modelo de

negocio a la volatilidad del mercado y el entorno, se planea un negocio abierto a los cambios y a las necesidades del mercado con líderes frescos y adaptables. Lo anterior se concretará con darle cabida a nuevas ideas que puedan mutar en nuevos proyectos mediante formulación y posterior evaluación que, de resultar provechosos y rentables, serían implementados.



### **RSE y Sustentabilidad.**

Entrega de la Becas Edelnor y Electroandina para la continuación de estudios en la enseñanza media a ocho jóvenes de bajos recursos, iniciativa que lleva años favoreciendo a los mejores alumnos egresados de la enseñanza básica.

Convenio de educación dual para estudiantes de Mejillones, mediante el cual un grupo de alumnos de educación técnico profesional de esa ciudad alterna estudios en aula y en las instalaciones de CTM, durante dos años, con maestros guías de la compañía.



Se concretaron programas especiales para la realización de prácticas profesionales en la central de Tocopilla. En el año 2009, un total de 29 estudiantes del Liceo Politécnico de Tocopilla realizaron su práctica profesional en la CTT.

Auspicio a operativo de salud destinado a proporcionar soluciones oftalmológicas a unas 15 mil personas de escasos recursos de la II Región de Tocopilla, María Elena, Mejillones, Sierra Gorda, Calama y Antofagasta, el que fue ejecutado por un grupo de médicos estadounidenses.

Donación de equipamiento a colegios Julia Herrera y al complejo educacional Juan José Latorre de Mejillones.

Se continuó con el programa de formación de trabajadores locales mediante cursos de soldadura al arco en 4 posiciones, de electricidad domiciliaria y certificación TIG, entre otros, dirigido a jóvenes cesantes o que desean ampliar sus habilidades.

Participación de empleados de la compañía en actividades de desarrollo donde la empresa aporta con ideas y escucha las inquietudes de la comuna. Destacan las mesas comunales, el Tercer Encuentro Plan Territorial y foros de salud comunal y regional.

Fomento al deporte y la vida sana, destacando la Corrida de la Energía, cicletadas familiares, clases de baile, aportes a La Furia Roja (selección de fútbol de Tocopilla) y a la Asociación de Béisbol de la ciudad.

Patrocinio a un grupo de jóvenes graffiteros y exponentes del hip hop, al grupo folclórico Los Terralitos, al grupo folclórico estudiantil del Liceo Diego Portales y al Club del Adulto Mayor, entre otras instituciones de la comunidad.

De acuerdo a un convenio establecido con el Hospital Transitorio "Marcos Macuada" en Tocopilla, durante el año 2009 la empresa realizó 300 prestaciones de salud por cardiólogo y 12.787 atenciones de radiología en el Servicio Médico de la empresa a miembros de la comunidad.

Se desarrollaron obras de mejoramiento de los espacios de encuentro urbano de la ciudad, entre los que destaca la construcción de plazas de juegos infantiles, en coordinación con el Plan de Reconstrucción de Tocopilla. Durante el 2009 se entregaron dos plazas en los barrios transitorios: Costanera y Magallanes.

## Plan de Marketing.

### Objetivos de Marketing.

Nuestro objetivo principal en el corto y mediano plazo es consolidarnos como operador de infraestructura que vende servicios de regasificación de gas natural licuado con plantas satélites de regasificación en la zona norte del país a través de un crecimiento de ventas de un 20% por año en los 5 primeros años a través del desarrollo de Customer Equity para nuestros potenciales clientes de la zona norte del país: Minería Metálica y No Metálica.

Para lograr el desarrollo del Customer Equity hemos establecido los siguientes objetivos:

1. Captura de Clientes.: La construcción de Value equity es fundamental para establecer una base de clientes y ventas especialmente durante el primer año a través de estrategia de calidad y precio.

Las variables de medición KPI que utilizaremos para la medición de este objetivo son las siguientes.

- Costo de adquisición por cliente, se ha realizado un estudio para los primeros 5 años de operación en la cual se demuestra el costo de adquisición un nuevo cliente en los siguientes años de la puesta en marcha de la empresa. En promedio el costo de adquisición de un nuevo cliente es de 117.000 dólares anual. Ver tabla 10
  - N° de clientes captados por año.
  - Ingresos por ventas.
2. Realizar un cambio sistemático de energía limpia a través de la adición de ventas de PRS con la finalidad de reducir la huella de carbono y captura el 60% de los clientes de la zona norte del país, desarrollando Brand Equity entre nuestros clientes actuales y potenciales clientes. Las variables de medición KPI que utilizaremos para este objetivo son las siguientes

- Indicadores medio ambientales de nuestros clientes en los cuales se demuestra el cambio de energías tradicionales a GNL.
- Ingresos por clientes, se ha definido un KPI para los primeros cinco años de la operación: En promedio cada cliente reporta un beneficio promedio de USD1.275.323 dólares, ver Tabla 9.
- Resultados del margen operacional al año 2.

## **Estrategia de Segmentación.**

Se realizará un tipo de segmentación geográfica en la cual los clientes serán exclusivamente minería metálica y no metálica de la zona norte del país, lo anterior se sustenta en las declaraciones BHP en la reducción de emisiones de gases en la gran minería. Lo que se espera genere un impacto en la reducción de la huella de carbono y sea un ejemplo que seguir en el resto del círculo minero.

La compañía está buscando un proveedor que realice el transporte de GNL (gas natural licuado) en camiones, sistema también conocido como “gasoducto virtual”.

Los clientes internos de este proyecto son empresa de GNL Engie Mejillones en especial su grupo directivo y los clientes externos son las empresas mineras que hoy operan en el norte el país a través de Diesel y termoeléctricas.

Los principales competidores serían Metrogas, Enel Generación Chile, Lipigas, Gasco.

La sustitución de los combustibles fósiles por alternativas de bajas emisiones como el gas natural es una alternativa real a través de las plantas de regasificación satélites.

“Tiene todo el sentido usar gas natural en faenas que estén cerca o no de un gasoducto porque está disponible la alternativa del abastecimiento a través de camiones, considerando que ya en la actualidad el combustible fósil líquido (diésel y gas licuado) lo reciben de esta misma forma, con lo cual el costo en logística sería similar al sustituir estos combustibles por gas natural”,

Jean-Michel Cabanés, gerente general de GNL Mejillones, controlada por Engie.

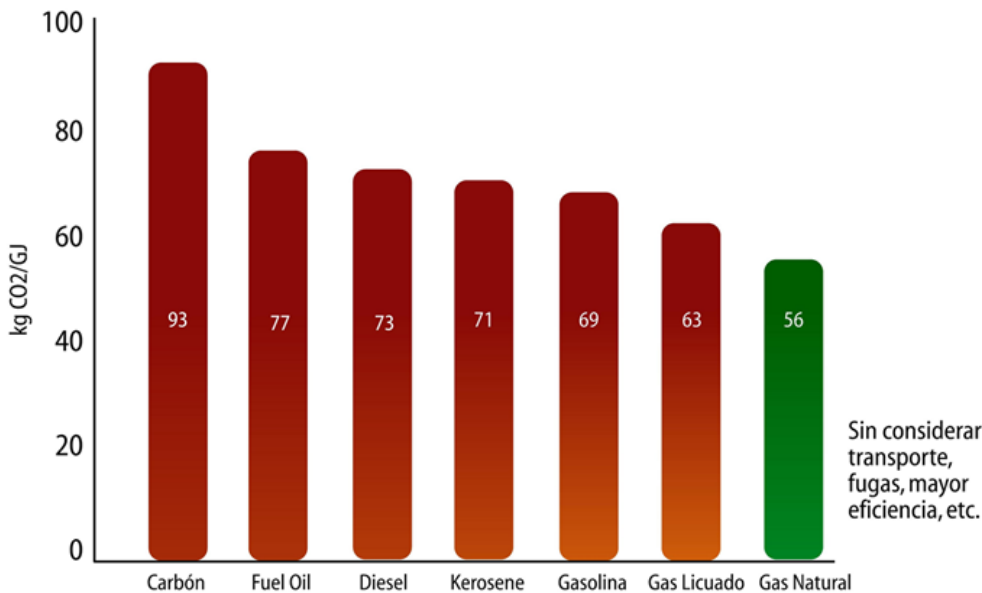
## **Estrategia de Producto Servicio**

El gas natural es reconocido mundialmente como una de las fuentes de energía más amigables con el medio ambiente debido a su alto poder calorífico y bajas emisiones de contaminantes atmosféricos cuando se combustiona.

De hecho, se trata del combustible de origen fósil más limpio que existe, dada su composición en base a hidrocarburos gaseosos (principalmente metano), y por ser inodoro, incoloro, no tóxico ni corrosivo, y evaporable a temperatura ambiente. Por ello, no contamina el suelo o el agua y su combustión tiene emisiones muy bajas comparadas con otros combustibles de su tipo.

Respecto de las emisiones derivadas de su combustión, el gas natural tiene emisiones de gases efecto invernadero sustancialmente menores que otras fuentes tales como el carbón y el petróleo y sus derivados (gasolina, kerosene, etc.). En efecto, de acuerdo con lo señalado en la gráfica siguiente, las emisiones de CO<sub>2</sub> son entre 40 y 50% menores que de las del carbón y entre 25 y 30% menores de las del fuel-oíl (combustible derivado del petróleo).

La venta de GNL mediante regasificadores satélites pretende bajar las emisiones de CO2 en las compañías mineras, buscando diferenciarse tanto en precio como calidad de sus similares fuentes energéticas. La ventaja de transporte en camiones cisternas, permite bajar los costos de transporte por gasoductos físicos a través de gasoductos virtuales, posicionado a la marca Engie GNL PSR como fuente de energía amigable con el medio ambiente.



## Gases Efecto Invernadero: Ventaja del GN

Fuente: IPCC, 2006. "2006 IPCC Guidelines for National Greenhouse Gas Inventories", volumen 2. [Capítulo 2 – Combustión estacionaria, Tabla 2.2]

Fig 7.

## Estrategia de Precio

El producto conocido como GNL corresponde a gas natural en estado líquido. La idea del gas natural licuado es la de hacer el gas más fácil y económico de transportar (ocupa 1/600 del volumen del gas natural en estado gaseoso) a través de fletes marítimos a puntos no conectados a través de gasoductos.

Muchas veces se habla sobre una "cadena de valor" del GNL y no de un producto en sí ya que al final del proceso el GNL se regasifica. Esta cadena de valor se encuentra separada básicamente en tres

etapas:

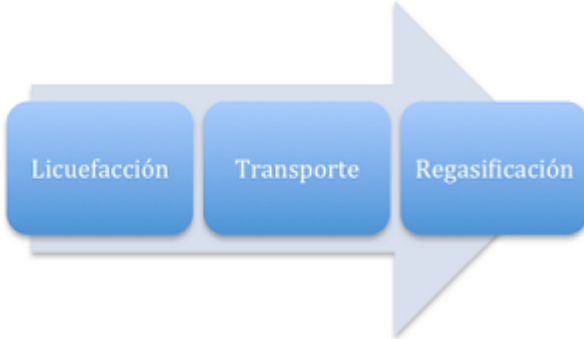


Fig 8. Cadena del valor simplificada

Así, el precio del GNL estará dado por el precio al cual se compra el gas en estado gaseoso más el costo de cada una de las tres etapas de su cadena de valor. En general, el precio de las etapas en US\$/MMBtu puede tomarse como constante (aunque el transporte está ligado a las distancias a recorrer), por lo que para predecir un valor futuro del GNL la variable fundamental a estudiar es el precio del gas en el punto de venta.

<b>Etapas</b>	<b>Precio(\$USD/MMBtu)</b>
Licuefacción	2
Transporte	1,5-2,0
Regasificación	1,8

Tabla 7. Precio del GNL

De la tabla se desprende que el costo de la cadena de valor del GNL se encuentra en torno a los 5,3 y 5,8 \$USD/MMBtu.

Actualmente, los contratos de gas están indexados a los índices asiáticos, europeos y africanos (JKM, JCC, NBP, etc.) debido a que son en aquellos puntos en los que el gas se está transando. Sin embargo, como consecuencia del surgimiento del shale gas, existe la posibilidad de que Estados Unidos se declare como exportador, por lo que analizar el Henry Hub resulta interesante.

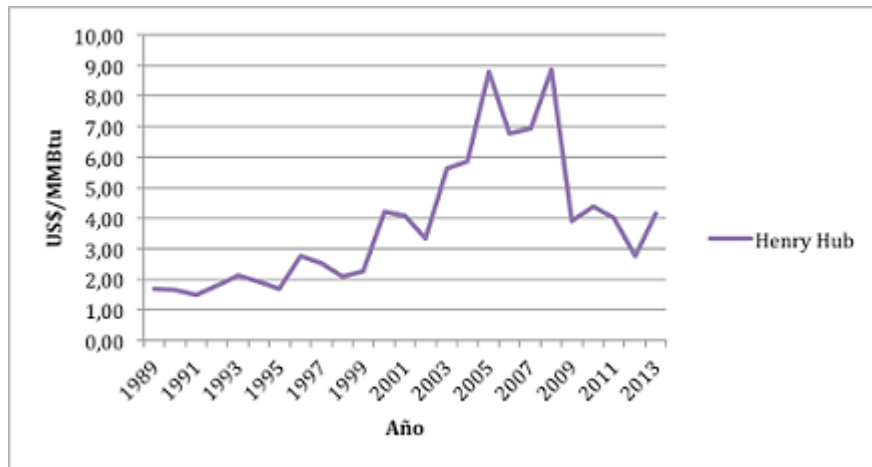


Fig 9. Henry Hub: Enero 2014 -Abril 2013

El valor de este índice ha variado entre los \$2 y \$5 dólares en los últimos dos años, explicándose los bajos precios por el desarrollo de la explotación del gas de esquicio. A pesar de esto, es esperado que el precio del gas aumente si Estados Unidos exporta el gas.

Actualmente el valor de Henry Hub se encuentra en torno a los 4 US\$/MMBtu. Sin embargo, considerar dicho valor como equivalente al precio de adquisición del gas FOB resulta poco sensato debido a que, si Estados Unidos se establece como exportador, el precio tenderá a subir por efecto de la oferta-demanda. Una estimación más sensata es el considerar un precio FOB del gas equivalente a 1.2 veces el valor más alto del Henry Hub durante los últimos dos años. Con esto, el precio final FOB del gas sería de los 6 US\$/MMBtu. Si sumamos a esto los costos de la cadena de valor del GNL, el valor al cual llegaría el gas natural a Chile (ya regasificado) sería:

$$PGNL = PFOB + PLIC + PTRANS + PREGAS$$

$$PGNL = 11,8 \text{ US}\$/\text{MMBtu}$$

Según la CNE, el valor del GNL estaría en torno a los 7 \$US/MMbtu en el corto plazo y cercano a los 8,66 \$US/MMbtu en el largo plazo.

La estrategia de precio será adaptarse a las necesidades del cliente y a la situación

competitiva según cada caso o proyecto, sin embargo, el precio siempre deberá encontrarse

por sobre el precio marginal de la empresa, hemos determinado las siguientes. Variables para asignar el precio de venta en la cual se encuentra el precio de fabricación y montaje de una PSR, el suministro de gas vía camiones cisternas y la fabricación, montaje y operación del servicio contrato llave en mano

por 5 años.

- Fabricación y Montaje de PSR: El precio de la planta dependerá de las características de operación solicitadas por el cliente debe poseer las características mínimas de operación que nos indica la norma de construcción Nch 428 y de igual forma el cumplimiento en la ley de servicios de Gas 20.999 y DS 277. Esto mediante un contrato de construcción.
- Gasificación a través de camiones cisternas modificados para el transporte de GNL: El precio está compuesto por el valor base del gas en m<sup>3</sup> más el costo por transporte de dicho producto el cual se configura por la distancia de transporte, los precios son fijos para cada cliente y está condicionado por distancias y volumen. Lo anterior puede ser establecido mediante un contrato a largo plazo de suministro de gas el cual reduciría y daría acceso a precios exclusivos, de igual forma esta la modalidad de Orden de compra la cual tiene un precio de valor unitario por m<sup>3</sup> regasificado.
- Operación del Servicio llave en mano, consiste en un contrato de 5 años de operación en la cual el cliente accede a precios de venta mucho más bajo ya que los fabricantes, montajistas y operadores sería ENGIE GNL PSR en el cual se acuerda un precio de venta global con reajustes por operación el cual sea conveniente tanto para el cliente como Engie GNL PSR.

## **Estrategia de Distribución.**

Para que el gas natural pueda ser consumido por los usuarios finales, debe pasar por una cadena de procesos. Su origen está en los yacimientos de gas natural (formado principalmente por metano) subterráneos o submarinos que existen en diferentes lugares del mundo.

El gas natural se extrae de los yacimientos a través de pozos y es tratado en plantas que eliminan las impurezas como vapor de agua, helio y azufre, separan los gases como etano, nitrógeno y CO<sub>2</sub>, y extraen los líquidos como propano, butano, pentano y hexano.

Luego, el gas natural es procesado en plantas de licuefacción, las que le bajan la temperatura hasta los -160° Celsius, cambiando a estado líquido. De esta forma, el gas natural se transforma en Gas Natural Licuado, reduciendo su volumen en 600 veces y haciendo viable su transporte en barco a los terminales de regasificación, ubicados en diferentes lugares del mundo, entre ellos el de GNL Quintero.

El GNL es transportado en forma líquida en barcos especialmente diseñados que mantienen el combustible a -160° Celsius. Cuando un barco de GNL recalca en el terminal de regasificación, el GNL es descargado utilizando brazos de descarga, para luego ser almacenado a -160° Celsius en los 3 tanques ubicados en tierra.

Luego, el Gas Natural Licuado es bombeado al área de regasificación, donde se realiza el proceso de vaporización (por el cual el GNL se transforma nuevamente en gas natural), e inyectado a la red de

gasoductos para abastecer a los clientes residenciales, comerciales, de transporte, industriales, petroquímicos y de generación eléctrica en la zona central de Chile.

Finalmente se realiza la distribución de GNL es a través de la Estación de Carga de Camiones, donde este producto se carga en camiones especialmente diseñados para transportar el GNL a zonas que no estén conectadas por gasoducto, donde es regasificado localmente a través de plantas satélites.

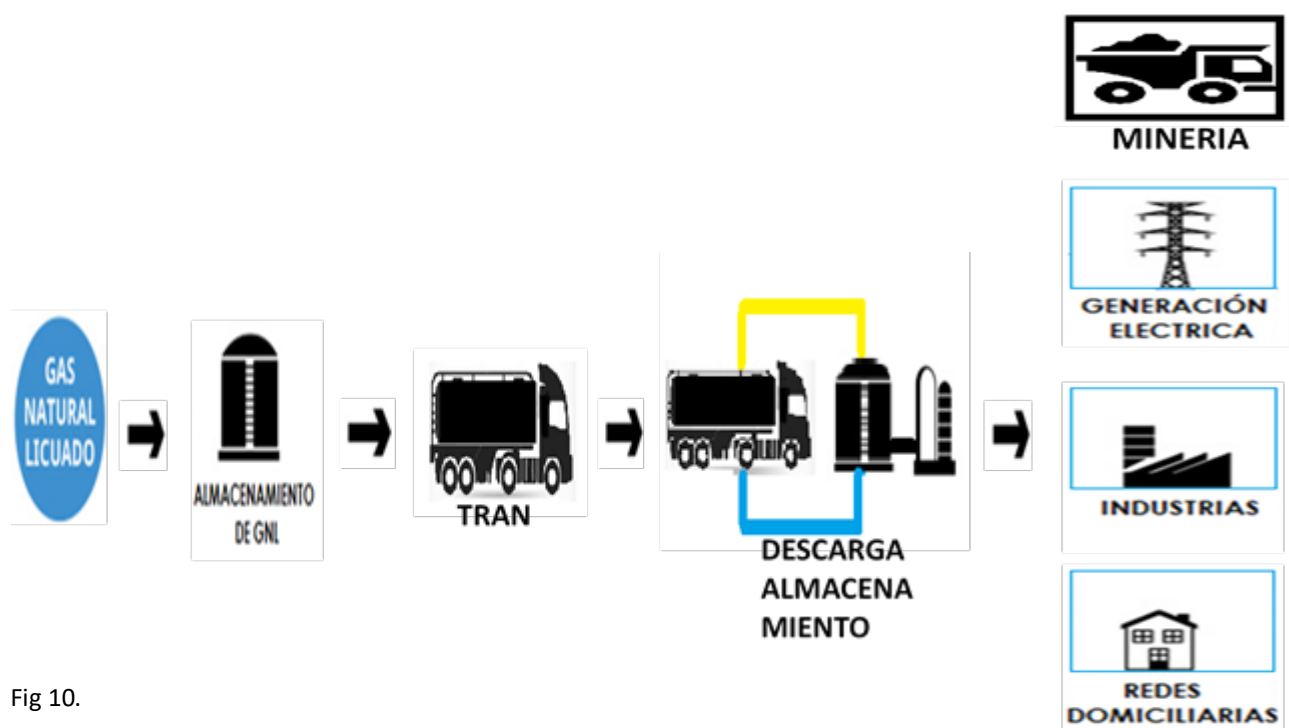


Fig 10.

## Estrategia de comunicación y ventas.

Desarrollo de una estrategia medio ambiental que indique de forma explícita la reducción de huella de carbono a través del uso de energía limpia, sustentable y a bajo costo.

Se utilizarán tres vías de comunicación de la propuesta de valor de Engie GNL PSR las cuales se describen a continuación.

1. Contacto directo con las potenciales clientes , con visitas directas a las empresas objetivo, se coordinarán reuniones con las personas que tiene directa relación con las actividades a ofertar y que tienen capacidad de toma de decisiones, estas reuniones las realizaran los Gerentes de Operaciones y Producción, en estas reuniones darán a conocer las actividades, se demostrará la capacidad y conocimiento que se tiene en los servicios ofrecidos, generando consultas para ver los principales demandas de producto/servicio y de qué forma Engie GNL PSR puede prestar sus productos o servicios. Engie GNL unidad PSR contará con una presentación y maquetas virtuales desarrolladas en 3D por el área de Ingeniería, para demostrar la forma en



la cual se desarrollarán los servicios, considerando una explicación de cómo es el proceso, cual son las ventajas en precio, calidad, impacto ambiental entre otros.

2. Participación en ferias como Expomin, en donde se expondrán pendones, trípticos, y se harán presentaciones de los servicios, habilidades y recursos, con esta participación, se logrará llegar no solo a las empresas en las cuales se quiere participar, se dará a conocer la empresa a la comunidad y a toda empresa que asista a la feria, con esto se logra hacer conocida la empresa con la idea que toda persona pueda desarrollar un marketing viral de la empresa.
3. Se anunciará la nueva unidad de negocio a través de los medios de comunicación de mayor utilización en el país (televisión, radios locales e internet), al igual que en revistas especialidades en minería y energía, desde donde se podrá dar a conocer la nueva unidad de negocios de la compañía y los medios de contacto. En estas campañas se destacarán las ventajas técnicas, la diversificación de la matriz energética en el norte del país y sus caracterizadas de bajo impacto medio ambiental del producto y servicio. Otras formas de promoción será la presencia del logo de la empresa en todos los camiones de transporte de la empresa, los cuales tendrán un diseño característico para el transporte del producto. Con esta campaña de comunicación de las fortalezas y capacidades de Engie, se busca lograr un posicionamiento en el mercado como una empresa de productos y servicios específicos de alta complejidad.

## **Estimación de la demanda y proyecciones.**

En minería, el gas es utilizado en el procesamiento de minerales, en la reducción de gases residuales contaminantes, en la producción de explosivos y en la fabricación de nitrato de amonio.

Dentro de los diversos usos del gas en esta industria se cuentan:

- Calentamiento de moldes.
- Alimentación de hornos para fundición de metales y tratamientos térmicos.
- Secado de minerales.
- Aplicación para quemadores en altas temperaturas.
- Calefacción industrial para plantas de procesos, galpones, habitaciones y espacios comunes.
- Generación de calor.
- Agua caliente sanitaria mediante termos, calefones y calderas.



Fig 11. Codelco fuente CODELCO

Para satisfacer la demanda de una minera promedio se deben fabricar plantas que cuenten con las siguientes características.

Volumen depósito :80 m3 lo que equivale a 1.770 MMBtu con un factor de operación del 80%

Autonomía estimada: 3 días, se pronostican recargas día por medio

Gasificación atmosférica: 800 Nm<sup>3</sup>/h (29,6 MMBtu) por lo que se estima una demanda diaria de 568,32 MMBtu día.

Las demandas proyectadas se presentan a continuación al igual que la estrategia de crecimiento de la industria la cual busca aumentar la instalación de una planta anual con contratos de fabricación de plantas regasificadoras construida con el formato llave en mano y con un contrato de operación de 5 años lo anterior en base a las mineras presentes en la zona norte del país y años por regasificación.

Año 1: Spence y Escondida, se estima una venta mensual para el primer año de US\$189.700 mensual.

	Ene	Feb	Mar	Abr	May	Jun	Jul	Ago	Sept	Oct	Nov	Dic	Anuales
Demanda Minera Spence	8.524	8.524	8.524	8.524	8.524	8.524	8.524	8.524	8.524	8.524	8.524	8.524	102.288
Demanda Minera Escondida	9.377	9.377	9.377	9.377	9.377	9.377	9.377	9.377	9.377	9.377	9.377	9.377	112.524
MMBtu total	17.901	17.901	17.901	17.901	17.901	17.901	17.901	17.901	17.901	17.901	17.901	17.901	214.812
Total Ventas ( 11,8 US/MMBtu con gradiente 10% anual)	US\$ 211.232	US\$ 211.232	US\$ 211.232	US\$ 211.232	US\$ 211.232	US\$ 211.232	US\$ 211.232	US\$ 211.232	US\$ 211.232	US\$ 211.232	US\$ 211.232	US\$ 211.232	US\$ 2.534.782
Costo GNL \$5,55(con gradiente anual del 4%)	US\$ 96.665	US\$ 96.665	US\$ 96.665	US\$ 96.665	US\$ 96.665	US\$ 96.665	US\$ 96.665	US\$ 96.665	US\$ 96.665	US\$ 96.665	US\$ 96.665	US\$ 96.665	

Tabla 8.

Para los siguientes. Años la proyección es de fabricar, montar y operar una planta anual adicional.

Año 2: Centinela, Spence y Escondida.

Año 3: Antucoya, Centinela, Spence, Escondida.

Año 4: Antucoya, Centinela, Spence, Escondida, Sierra Gorda.

Año 5: Antucoya, Centinela, Spence, Escondida, Sierra Gorda, Lomas Bayas.

Demanda Anual por Regasificación en MMBtu								
	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027
Demanda Minera Spence	107.402	112.773	118.411	124.332	130.548	137.076	143.929	151.126
Demanda Minera Escondida	118.150	124.058	130.261	136.774	143.612	150.793	158.333	166.249
Demanda Minera Centinela	96.662	101.495	106.570	111.899	117.493	123.368	129.537	136.013
Demanda Minera Antucoya		95.857	100.649	105.682	110.966	116.514	122.340	128.457
Demanda Minera Sierra Gorda			80.520	84.546	88.773	93.211	97.872	102.766
Demanda Minera Lomas Bayas				76.091	79.896	83.890	88.085	92.489
Total Ventas Anuales	US\$ 3.992.241	US\$ 5.648.493	US\$ 7.327.358	US\$ 9.169.784	US\$ 10.109.687	US\$ 11.145.930	US\$ 12.288.388	US\$ 13.547.947
Total Costos Anuales	US\$ 1.824.058	US\$ 2.507.063	US\$ 3.159.301	US\$ 3.840.728	US\$ 4.113.420	US\$ 4.405.473	US\$ 4.718.261	US\$ 5.053.258

1,05 Multiplicador Anual Ventas

1,02 Multiplicador Anual Costos

Tabla 9.

## Presupuesto de Marketing.

El presupuesto de marketing considera un plan de medios y marketing directo para llegar a nuestros mercados objetivos siendo intenso en los primeros años donde se busca crear posicionamiento de la Unidad de Negocio de Plantas Satélites de Regasificación. A continuación, se presenta el plan de Marketing el cual representa el 5% de las ventas esperadas del primer año 2019, para después adecuarse a un plan que busque capturar un cliente anual, la difusión de medios ira orientada a la sustentabilidad.

Gastos de Marketing	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	2026	2027	2028
Diseño y confeccion Maqueta Digital 3D tecnologia Tekla Structure	USD 10.133									
Visita a potenciales Clientes y exposicion Gte. Op y Gte. Prod.	USD 20.000	USD 10.000	USD 10.000	USD 10.000	USD 10.000	USD 10.000	USD 10.000	USD 10.000	USD 10.000	USD 10.000
Inversion en Ferias Mineras Expomin	USD 28.333	USD 28.333	USD 28.333	USD 28.333	USD 14.167	USD 14.167	USD 14.167	USD 14.167	USD 14.167	USD 14.167
Difusion en medio de comunicacion nacional	USD 75.000	USD 75.000	USD 75.000	USD 75.000	USD 75.000	USD 75.000	USD 75.000	USD 75.000	USD 75.000	USD 75.000
Actualizacion Web corporativa con nuevas Noticias para nuestros clientes	USD 1.650	USD 1.650	USD 1.650	USD 1.650	USD 1.650	USD 1.650	USD 1.650	USD 1.650	USD 1.650	USD 1.650
	USD 135.116	USD 114.983	USD 114.983	USD 114.983	USD 100.817	USD 100.817	USD 100.817	USD 100.817	USD 100.817	USD 100.817

Tabla 10.

## Plan de Operaciones.

Las etapas más importantes de la cadena de valor del GNL, excluyendo las operaciones de tubería entre cada una de ellas, son las siguientes:

### 1. Plantas Satélites de Regasificación:

Una planta satélite de GNL está compuesta por diferentes sistemas, desarrollando cada uno de ellos una función específica y en concordancia con sus afines, con el objetivo en común de garantizar el correcto funcionamiento de la planta:

a. Almacenamiento: Integrado por uno o más depósitos de almacenamiento de GNL criogénico homologado y constituido por un doble recipiente y sus elementos auxiliares.

b. Descarga de GNL: El objeto de esta instalación es realizar el trasvase del GNL entre los camiones cisterna y los depósitos de almacenamiento.

c. Equipos de Regasificación: Su misión es calentar el GNL procedente del depósito, desde -162 °C hasta la temperatura ambiente (15 °C) para el total del caudal de emisión.

d. Sistema de Odorización: El objeto de este equipo es facilitar la detección del GN ante una eventual fuga, añadiéndose a la corriente de salida del gas emitido una pequeña cantidad odorizante.

e. Sistema de Regulación: El objeto de instalarlos es reducir y establecer la presión del gas para suministro a la red de distribución.

f. Sistema de control y funcionamiento de la planta: Con el fin de mantener un sistema contralado en todos sus parámetros de funcionamiento, con paros de emergencia que le permitan cortar el suministro de forma inmediata en caso de alguna emergencia.

## Dotación.

La dotación que utilizar se describe por cada una de las etapas principales del proyecto.

### ***Construcción, Montaje y red de distribución***

- 1 Administrador de contrato, Ingeniero constructor civil con 5 años de experiencia en montaje de plantas.
- 1 Jefe de Terreno, Ingeniero ejecución mecánico, con 5 años de experiencia en montaje de plantas de procesos y estándares de calidad.
- 4 maestros mayores calderero soldador.
- 2 maestros Obras Civiles con experiencia en manejo de quipos y lozas de hormigón H30.

### ***Operación Puesta en Marcha:***

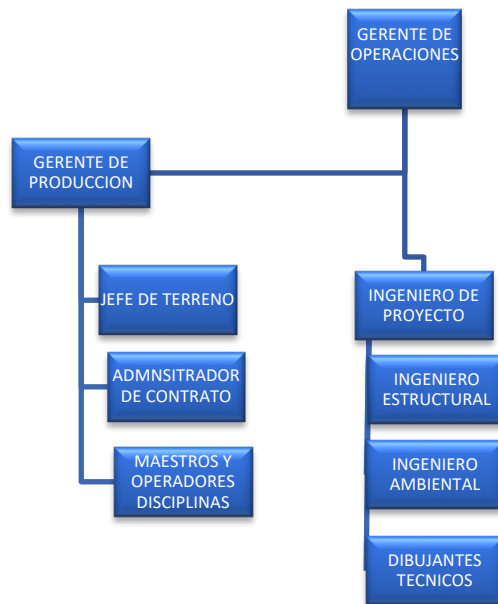
- 1 Supervisor de terreno
- 2 operador planta /mantenedor
- 3 Operadores conductores de camión resgasificador.

**Nota:** El detalle del se encuentra en la parte II del documento

## Equipo del Proyecto.

El equipo estará comprendido por la división de plantas satelitales de regasificación, las cuales estarán comandadas por dos gerencias definidas en Operaciones y Producción, quienes serán las responsables de dar forma y puesta en marcha a cada una de las etapas de la captación de clientes, desarrollo y ejecución de las diferentes solicitudes de los eventuales clientes. A continuación, se detallan las características y competencias del equipo gestor para finalmente indicar la estructura organizacional la cual está basada en la operación y dotación del personal planteado en el plan de desarrollo e implementación del presente informe.

### ORGANIGRAMA



**Nota:** El detalle del se encuentra en la parte II del documento

## **Plan de Financiamiento**

Para el proyecto se consideran 3 fuentes de financiamiento, que son Capital propio, aporte de inversionistas y préstamos bancarios, el monto total a financiar se considera como la suma de los flujos de capitales correspondientes al período hasta el break even del proyecto, es decir, los 2 primeros años de operación.

### **Capital Propio**

El capital propio comprendería el 40% de la inversión inicial y la correspondiente a la puesta en marcha e inversiones durante los 2 primeros años de operación, monto equivalente a 2.115.761 US\$

### **Préstamos**

Se tomarán 2 préstamos detallados más adelante y en tablas adjuntas los cuales en conjunto ascienden a 1.237.624 US\$.

### **Inversionistas**

Este punto es el más volátil, se busca realizar una campaña con la finalidad de reunir a inversionistas que en conjunto aporten un capital de 1.936.018

### **CRITERIO DEL VALOR ACTUAL NETO, VAN**

Con una tasa de descuento del 6,319% %, el VAN del proyecto calculado con un flujo proyectado a 10 años es de USD 39.644.399 lo que significa que los inversionistas recuperan su inversión y generan rentabilidad.

### **CRITERIO DE LA TASA INTERNA DE RETORNO, TIR**

La TIR, dado el flujo proyectado a 10 años, es del 22 %, lo que significa que es un proyecto viable que sería aprobado por Engie Mejillones por ser mayor al 6,2 % requerido por los accionistas.

**Nota:** El detalle del se encuentra en la parte II del documento

## **Riesgos Críticos.**

### **Riesgo de crédito**

El riesgo de crédito se origina en las pérdidas que se podrían producir como consecuencia del incumplimiento de las obligaciones contractuales de las contrapartes de los diferentes activos financieros de la Sociedad.

### **Riesgo de liquidez**

El riesgo de liquidez es la posibilidad que una entidad no pueda hacer frente a sus compromisos de pago a corto plazo.

### **Riesgo de mercado**

Es el riesgo que los valores razonables de los activos y pasivos financieros fluctúen debido a cambios en los precios de mercado y a los riesgos relacionados con la demanda y el abastecimiento de los productos que se comercializan. Los riesgos de mercado a los que está expuesta la Compañía respecto a sus activos y pasivos financieros son el riesgo de tipo de cambio y unidades de reajuste y el riesgo de tasa de interés. Adicionalmente, la Compañía está expuesta a riesgos relacionados a los productos que comercializa.

### **Riesgo de tipo de cambio y unidades de reajuste**

Este riesgo surge de la probabilidad de sufrir pérdidas por fluctuaciones en los tipos de cambio de las monedas en las que están denominados los activos y pasivos en monedas distintas a la moneda funcional de la Sociedad:

### **Riesgo de tasa de interés**

Este riesgo se refiere a la sensibilidad que pueda tener el valor de los activos y pasivos financieros a las fluctuaciones que sufren las tasas de interés.

**Nota:** El detalle del se encuentra en la parte II del documento

## **Propuesta del Inversionista.**

La propuesta de las plantas de regasificación satélite se resume en realizar la inversión a través de LNG Solutions la cual se traduce en la construcción de plantas de regasificación satélite a través de un equipo integral-especializado, bajo las normas ISO, NCH, Une , ente otras . Basado en lo anterior, LNG Solutions busca prestar servicios de regasificación a empresas de la industria minera , a través de excelencia operación , salud ocupacional y medioambiente, asegurando calidad por medio de la estandarización de procesos, personal especializado, calificado y generación de sinergias. LNG Solutions posee profesionales con larga trayectoria, experiencia industrial y conocimientos asociados a la problemática de sus potenciales clientes en lo que refiere a la construcción de plantas de regasificación satélites. De acuerdo con la configuración del modelo, el negocio es escalable en función de los contratos a licitar, brindándoles flexibilidad técnica y económica a los clientes. Se espera un VAN positivo de USD 39.644.399 aprox. con una TIR de un 33%, y un EBITDA que va desde USD -372.852 hasta USD 3.948.175 el décimo año. En base a los puntos expuestos, es correcto afirmar que LNG Solutions representa una oportunidad atractiva, segura y con gran potencial para invertir y diversificar la matriz energética actual del grupo . Lo anterior lo posicionaría como el primer grupo en disponer y montar una planta de regasificación en la zona norte del país controlando la distribución del gas natural licuado en la gran minería del norte del país y operando al quinto al año

**Nota:** El detalle del se encuentra en la parte II del documento



## **Conclusiones**

Luego de haber realizado las investigaciones respectivas y tomando en consideración el flujo de caja proyectado, VAN, TIR del proyecto, condiciones de la industria y del país se concluye que de darse los ingresos proyectados, precio y tarifa, el proyecto de comercialización de GNL es viable para la planta satélite, siendo un proyecto rentable y que genera buenos dividendos.

Se debe mantener en constante monitoreo el mercado, ya que la variable de regulación de precio en los mercados internacionales puede generar una variación en el precio de importación del GNL, generando aumentos o disminución en los ingresos del proyecto.

## **Bibliografía**

Para la realización de este plan de negocios se tomo básicamente como fuente principal de información técnica nuestra experiencia y know how en el negocio del gas natural y minería, así como información disponible en la web tal como:

<http://www.gfs-corp.com>

<http://www.archcoal.com/>

<http://coaldiver.org/mine/EAGLE-BUTTE-MINE>

<http://www.shell.com/global/aboutshell/major-projects-2/athabasca/overview.html>

<http://www.preciopetroleo.net/aie-agencia-internacional-de-la-energia.html>

<http://www.gnlquintero.com>

<http://www.gnlm.cl>

<http://www.nfpa.org>

<https://mining.cat.com/Ing>

<http://www.ingworldnews.com/tag/komats>

[http://www.de\\_gas/PlantasRegasificacion/PlantaTLAAltamira.enagas.es/enagas/es/Transport](http://www.de_gas/PlantasRegasificacion/PlantaTLAAltamira.enagas.es/enagas/es/Transport)

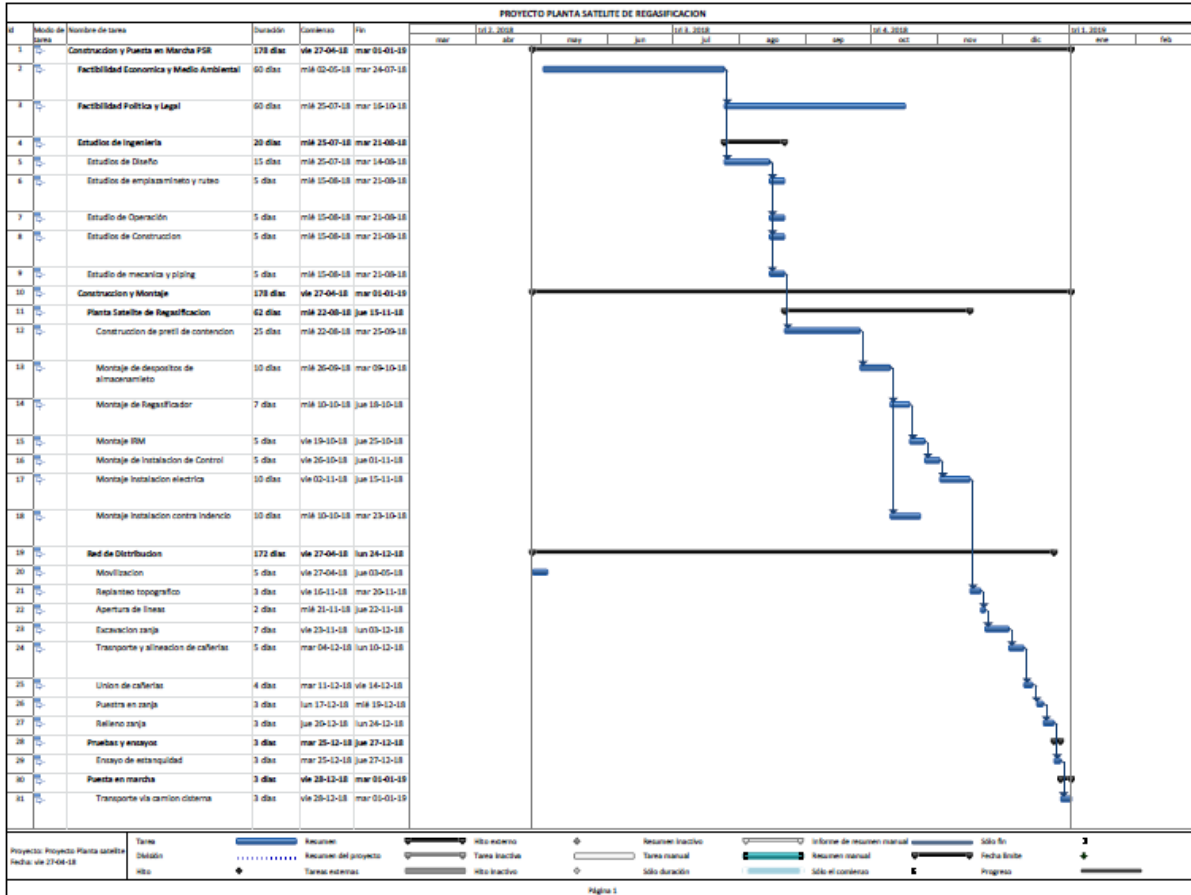
<http://www.molgas.es/actividad-y-servicios.html>

<https://www.codelco.com>

<http://homer.sii.cl>

# Anexos

## Anexo1 GANTT DEL PROYECTO



# Anexo

Análisis Económico										
30-abr-18										
Valor Residual	0,30									
AÑOS	5									
MESES	60									
Tipo Cambio \$ x US\$	606 dólar observado									
Valor UF	26.700									
EQUIPOS e INVERS. MAYORES										
	Cant.	Inversión	Años	Tasa	Valor	Amortizac.	Ocup	Valor	Inversión	
		Valor Unit.	Amort.	mes	Residual	Mensual	%	NETO \$	Total \$	
Camion cisterna	2	169.400.000	5,00	0,02%	0	2.840.590	100%	5.681.179	338.800.000	
<b>Instalación de Faenas</b>										
Mobiliario	1	750.000	5,00	0,02%	0	12.576	100%	12.576	750.000	
Computadores	1,0	550.000	5,00	0,02%	0	9.223	100%	9.223	550.000	
Impresoras	1,0	50.000	5,00	0,02%	0	838	100%	838	50.000	
Impresora Multifuncional	1	250.000	5,00	0,02%	0	4.192	100%	4.192	250.000	
contenedor oficina	1	2.500.000	5,00	0,02%	0	41.921	100%	41.921	2.500.000	
Radios móvil (equipos) DGP 6150	1	700.000	5,00	0,02%	0	11.738	100%	11.738	700.000	
								<b>Total neto mes</b>	<b>5.761.668</b>	<b>343.600.000</b>
								Total neto sin camiones		7920,79
PERSONAL										
	Cantidad	Suel Liquidado Ma	LeYES Sociales	Vac/ indem	Total	Turno	D. Trab	Total neto mes		
<b>MO Personal Clave</b>										
Gerente de Operaciones	1	\$ 5.500.000	\$ 1.265.000	1.014.750	7.779.750	5x2	21,8	7.779.750		
Gerente de Produccion	1	\$ 5.000.000	\$ 1.150.000	922.500	7.072.500	5x2	21,8	7.072.500		
Ingeniero Estructural	1	\$ 2.500.000	\$ 575.000	461.250	3.536.250	5x2	21,8	3.536.250		
Ingeniero Ambiental	1	\$ 2.300.000	\$ 529.000	424.350	3.253.350	5x2	21,8	3.253.350		
Dibujantes Tecnicos	3	\$ 600.000	\$ 138.000	110.700	848.700	5x2	21,8	2.546.100		
Jefe de Terreno	1	\$ 2.300.000	\$ 529.000	424.350	3.253.350	7x7	21,8	3.253.350		
Administrador	1	\$ 2.000.000	\$ 460.000	369.000	2.829.000	4x3	21,8	2.829.000		
Previsionista de Riesgos SNS (5 años)	1	\$ 1.100.000	\$ 253.000	202.950	1.555.950	7x7	15,2	1.555.950		
Supervisor	1	\$ 1.000.000	\$ 230.000	184.500	1.414.500	7x7	15,2	1.414.500		
supervisor tecnico	1	\$ 1.000.000	\$ 230.000	184.500	1.414.500	7x7	15,2	1.414.500		
<b>MO Personal Operativo</b>										
Operador	2	\$ 850.000	\$ 195.500	156.825	1.202.325	7x7	15,2	2.404.650		
Auxiliares para limpieza, aseo y retiro de material	2	\$ 500.000	\$ 115.000	92.250	707.250	5x2	21,8	1.414.500		
<b>Total Personal</b>	<b>16,0</b>							<b>Total Neto mes Mano de Obra \$</b>	<b>38.474.400</b>	
<b>COSTOS DE OPERACIÓN &amp; MANTENCION</b>										
5										
<b>Gastos Operación CAMION Cisterna</b>										
	Cantidad	\$/Unit					Cantidad	Neto Mes		
Petróleo	5.680	480					100%	2.726.400		
Lubricantes	25	1.800					100%	45.000		
Repuestos y Materiales	110	5.000					100%	550.000		
Mano Obra Mantenición	4	1.750					100%	7.000		
Neumáticos (4/12 meses)	0,00	190.000					100%	0		
								<b>Total</b>	<b>3.328.400</b>	65.909
2										
<b>OTROS GASTOS</b>										
	Canidad	\$/Unit	Unitario							
Elementos de Oficina	1	200.000					30%	60.000		
Teléfono Celular Adm & Previsionista	0	40.000					100%	0		
Internet Movil	0	30.000					100%	0		
Viajes Visita terreno	0,0	350.000					100%	0		
Alimentación	126	7.500					100%	945.525		
Transporte de Personal	0	1.200.000					100%	0		
Uniformes y EPP	16	7.000					100%	112.000		
Lavado Ropa	16	5.000					100%	80.000		
Protector Solar	16	6.000					100%	96.000		
Agua Potable	16	15.000					100%	240.000		
GPS Equipos Moviles	0	29.370					100%	0		
Seguros vehiculos	2	50.730					100%	101.460		
Seguros de responsabilidad civil	0	100.125					100%	0		
Seguro de accidentes personales	16	13.350					100%	213.600		
Cambio de mangueras, repuestos	0	0					100%	0		
								<b>Otros Costos \$</b>	<b>1.848.585</b>	36.606
								<b>SUBTOTAL COSTOS \$</b>	<b>49.413.053</b>	
								Gastos Generales	5%	2.470.653
								Utilidad e imprevistos	20,0%	9.882.611
								<b>VALOR MENSUAL NETO</b>	<b>61.766.316</b>	
								Valor Dólar Hoy	<b>USD 101.925</b>	USD 1.223.095
								VAN Tasa (%)		
								TIR VAN		
								Costo de Operación Mensual	<b>49.413.053</b>	
									<b>USD 81.540</b>	<b>978.476</b>
Valor camión más	\$/Unit		Neto							

## Anexo

### FLUJO DE CAJA LIBRE

	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10
Ingresos operacionales	0	3.737.612	5.795.478	8.052.136	10.331.408	12.774.241	12.513.333	12.949.172	13.491.225	14.150.380	14.225.345
Costos de venta	0	-1.824.058	-2.507.063	-3.159.301	-3.840.728	-4.113.420	-4.405.473	-4.718.261	-5.053.258	-5.053.258	-5.053.258
Mano de Obra Personal Clave	0	-1.372.485	-1.688.997	-2.190.374	-2.691.751	-3.193.129	-3.008.263	-3.008.263	-3.008.263	-3.008.263	-3.008.263
MO Personal Operativo Anual	0	-151.253	-226.880	-302.507	-378.134	-453.760	-453.760	-453.760	-453.760	-453.760	-453.760
Gastos Marketing		-135.116	-114.983	-114.983	-114.983	-100.817	-100.817	-100.817	-100.817	-100.817	-100.817
Costos de Operación y Mantenición		-131.818	-197.727	-263.636	-329.545	-395.453	-395.453	-395.453	-395.453	-395.453	-395.453
Otros Gastos		-73.211	-107.441	-142.858	-178.276	-213.693	-212.505	-212.505	-212.505	-212.505	-212.505
Depreciación y amortización		-351.038	-526.556	-702.075	-877.594	-1.053.113	-1.053.113	-1.053.113	-1.053.113	-1.053.113	-1.053.113
Costos financieros		-71.485	-59.571	-47.657	-35.743	-23.828	-11.914				
Pérdidas Ejercicio Anterior		0	-372.852	-6.593	0	0	0	0	0	0	0
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>0</b>	<b>-372.852</b>	<b>-6.593</b>	<b>1.122.152</b>	<b>1.884.655</b>	<b>3.227.027</b>	<b>2.872.035</b>	<b>3.006.998</b>	<b>3.214.055</b>	<b>3.873.210</b>	<b>3.948.175</b>
Impuestos a las ganancias (27%)	0	0	0	-302.981	-508.857	-871.297	-775.449	-811.890	-867.795	-1.045.767	-1.066.007
<b>Resultado después de impuestos</b>	<b>0</b>	<b>-372.852</b>	<b>-6.593</b>	<b>819.171</b>	<b>1.375.798</b>	<b>2.355.730</b>	<b>2.096.585</b>	<b>2.195.109</b>	<b>2.346.260</b>	<b>2.827.443</b>	<b>2.882.168</b>
Ajuste por depreciación y amortización	0	351.038	526.556	702.075	877.594	1.053.113	1.053.113	1.053.113	1.053.113	1.053.113	1.053.113
Ajuste Pérdidas Ejercicio Anterior	0	0	372.852	6.593	0	0	0	0	0	0	0
<b>Flujo de Caja Operacional</b>	<b>0</b>	<b>-21.815</b>	<b>892.816</b>	<b>1.527.839</b>	<b>2.253.392</b>	<b>3.408.843</b>	<b>3.149.698</b>	<b>3.248.222</b>	<b>3.399.373</b>	<b>3.880.556</b>	<b>3.935.281</b>
Inversión	-3.969.218	-1.984.609	-1.984.609	-1.984.609	-1.984.609						
Inversión en capital de trabajo	-244.619	-122.310	-122.310	-122.310	-122.310						
IVA de la Inversión (19%)	-754.151										
Recuperación IVA Inversión		754.151									
Préstamos	1.237.624										
Amortización Préstamos		-206.271	-206.271	-206.271	-206.271	-206.271	-206.271				
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE</b>	<b>-3.730.365</b>	<b>-1.580.853</b>	<b>-1.420.373</b>	<b>-785.350</b>	<b>-59.797</b>	<b>3.202.572</b>	<b>2.943.428</b>	<b>3.248.222</b>	<b>3.399.373</b>	<b>3.880.556</b>	<b>3.935.281</b>
Valor terminal											62.482.469
<b>FLUJO DE CAJA LIBRE + VALOR TERMINAL</b>	<b>-3.730.365</b>	<b>-1.580.853</b>	<b>-1.420.373</b>	<b>-785.350</b>	<b>-59.797</b>	<b>3.202.572</b>	<b>2.943.428</b>	<b>3.248.222</b>	<b>3.399.373</b>	<b>3.880.556</b>	<b>66.417.750</b>
WACC		6,319%									
VAN		39.644.399									
TIR		33%									

## ANEXO

Variación mensual del valor de la acción del IGPA

Fecha	Variación IGPA	Fecha	Variación IGPA	Fecha	Variación IGPA
ene-10	5,79%	dic-12	3,67%	nov-15	-4,17%
feb-10	1,11%	ene-13	5,21%	dic-15	0,69%
mar-10	-0,82%	feb-13	0,24%	ene-16	0,51%
abr-10	2,25%	mar-13	-2,35%	feb-16	0,09%
may-10	0,51%	abr-13	-2,83%	mar-16	5,68%
jun-10	3,96%	may-13	-1,91%	abr-16	1,86%
jul-10	7,69%	jun-13	-3,97%	may-16	-1,21%
ago-10	4,65%	jul-13	-7,17%	jun-16	1,59%
sep-10	5,26%	ago-13	-2,41%	jul-16	3,26%
oct-10	2,32%	sep-13	4,67%	ago-16	0,30%
nov-10	0,23%	oct-13	2,17%	sep-16	-1,87%
dic-10	0,22%	nov-13	-3,34%	oct-16	6,87%
ene-11	-3,18%	dic-13	-2,00%	nov-16	-1,88%
feb-11	-4,58%	ene-14	6,06%	dic-16	-1,36%
mar-11	3,03%	feb-14	7,12%	ene-17	1,23%
abr-11	4,17%	mar-14	1,14%	feb-17	3,92%
may-11	0,63%	abr-14	3,42%	mar-17	9,89%
jun-11	-1,25%	may-14	-0,44%	abr-17	0,50%
jul-11	-6,52%	jun-14	-1,06%	may-17	1,10%
ago-11	-3,48%	jul-14	0,24%	jun-17	-2,33%
sep-11	-7,99%	ago-14	2,52%	jul-17	5,22%
oct-11	10,18%	sep-14	-0,88%	<b>PROM. MES</b>	<b>0,65%</b>
nov-11	-3,20%	oct-14	-2,12%	<b>PROM. AÑO</b>	<b>8,06%</b>
dic-11	0,41%	nov-14	3,26%		
ene-12	1,61%	dic-14	-3,02%		
feb-12	5,34%	ene-15	-0,58%		
mar-12	3,07%	feb-15	3,18%		
abr-12	-1,27%	mar-15	-1,38%		