

Análisis contextual de la participación del GNL en Chile



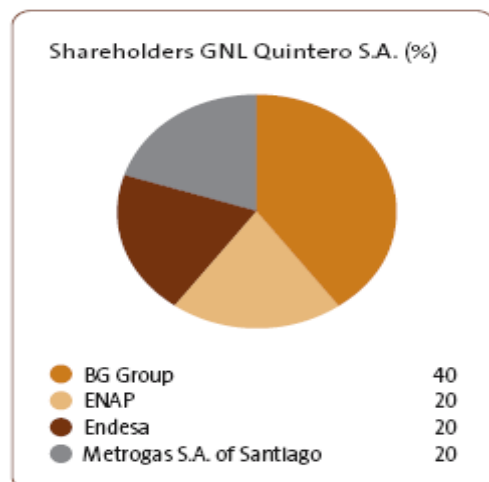
No pocos soñaron con ver a Sudamérica interconectada con gasoductos que permitieran la comercialización de gas entre los países de la región. Las reservas existentes en Argentina, Perú, Bolivia, y ni hablar de Venezuela, permitían proyectar este futuro energético. Pero la década presente, y cuando millonarias inversiones ya se habían realizado para promover este anillo, problemas comerciales y políticos hicieron que los países compradores del recurso, como Chile, buscaran alternativas más confiables. Y ante la necesidad de contar con el recurso, la respuesta de esta nación fue el GNL. Si bien éste requiere inversiones mayores que el gas natural, el factor de seguridad- dado que se puede traer desde cualquier país productor del mundo- se volvió clave a la hora de hacer la elección.

El GNL Quintero tiene un contrato a largo plazo por gas natural equivalente a 6,5 Mm 3/d. El complejo también es una de las únicas terminales de GNL del mundo que podrá recibir los buques de mayor tamaño que están actualmente en operación. En la construcción de la planta se aplicó la modalidad de "fast-track" y se está usando el tanque de GNL más pequeño del complejo (14.000m³) para propósitos de regasificación. En este momento se están terminando dos tanques de GNL más grandes, que debieran empezar a operar entre abril y agosto del 2010. Mientras se espera la entrada en operación de estos, cualquier buque de GNL que se encuentre en el puerto será utilizado como tanque temporal hasta que llegue el siguiente cargamento

Y los resultados están a la vista. Al cierre del primer trimestre, tras la crisis eléctrica las importaciones de diesel para uso termoeléctrico habían llegado a un nivel normal de 10.000 m³ diarios y que la llegada del GNL supone una baja a un nivel de 6.000 m³ diarios (40% menos), sin considerar la entrada en operaciones del proyecto de regasificación de Mejillones en la II Región. Y un elemento adicional a este cuadro: la evolución de la hidrología merma la participación térmica en la matriz de generación y particularmente la presencia del diesel.

El GNL representa ya el 7% de la generación eléctrica del Sistema Interconectado Central (SIC), equivalente a 8,4 GWh. Según los últimos datos disponibles, durante el mes de septiembre la generación de energía del SIC –que abarca desde Tal Tal a Chiloé y abastece de electricidad a casi el 90% de la población chilena- se realizó en un 68,7% a través de hidroelectricidad, mientras que el restante 31,3% la hicieron las centrales térmicas –carbón, gas y ciclo combinado-. En agosto, el 60% de la generación de electricidad del sistema la aportaron las centrales hidroeléctricas.

En septiembre, el consumo de energía en 12 meses creció un 0,3%, revirtiendo la tendencia mostrada en los últimos meses. La planta de GNL



de Quintero -la sociedad compuesta por BG, Endesa, Enap y Metrogas- comenzó su operación comercial el pasado 5 de septiembre¹. El mayor uso de GNL para la generación eléctrica -la Comisión Nacional de Energía- estima un precio de 9,39 dólares por millón de BTU para el segundo semestre del presente año- (ver recuadro), junto a la fuerte caída registrada en los costos marginales –esto es, el precio que pagan los clientes no regulados por comprar energía en el mercado spot-, auguran que la fijación del precio nudo del próximo 15 de octubre- que empieza a regir el 1 de noviembre- podría haber una baja considerable en las cuentas de la luz para los clientes regulados del SIC. En el mercado se estima que la caída en las cuentas, a causa de una indexación extraordinaria- podría ser de entre el 6 y el 8% a partir del 16 de octubre.

Cada seis meses, la CNE define el valor del precio de nudo, que explica alrededor del 70% de la cuenta de luz que pagan los hogares. Éste equivale al precio que pagan las distribuidoras a las empresas generadoras de electricidad. En la última fijación de precio de nudo de abril, se consideró el promedio del dólar de marzo, el que se ubicó en 592.93 pesos chilenos. Respecto de los precios básicos de la energía estos se situaron en abril en 81,463 por MWh (promedio ponderado).

El uso del GNL en el SIC disminuye los costos medios, ya que esta generación eléctrica desplaza el uso de unidades que utilizan diesel para la producción, energía más cara que la obtenida del uso del recurso gasífero. Ahora, con este escenario diametralmente distinto, sumado a la menor actividad económica, implicará una caída en las ventas de diesel en el área industria de entre 6% y 7%, de acuerdo con los cálculos recientes de la compañía colombiana Terpel. Esta estimación coincide con el 5% de retroceso en el consumo de este derivado del petróleo que en su momento estimó Shell. Con la llegada del GNL a Quintero, esto implica un hito al reducir las ventas de diesel 1.500 metros cúbicos diario –volumen equivalente a una central eléctrica-.

La llegada del GNL dejó en evidencia una negociación compleja y difícil de manejar: ¿qué harán los socios con los excedentes? La idea de Enap es venderlos a terceros, como podrían ser las eléctricas que no participaron de la inversión (AES Gener y Colbún). Pero éstas no se muestran muy dispuestas a tomarlos, porque –dicen- el precio al precio que se lo ofrece dista bastante del internacional y no les resulta conveniente para operar sus centrales térmicas. En especial, la diferencia se centra en el costo de regasificación (o sea, la operación de volver a convertir en gas lo que el barco descarga como líquido), el cual es fijado por la nueva empresa.

A la luz de los hechos, el análisis que hacen ahora los analistas es simple: para viabilizar el proyecto –y el alto costo que involucraba- se comprometieron niveles de demanda superiores a los requerimientos y ello sería evidente en el caso de Enap y sus necesidades para las refinerías de Concón y Talcahuano. En ellas utilizaría poco más de un millón de metros cúbicos de GNL, pero el contrato inicial, al igual que el de los otros socios en el pool, considera un total cercano a los dos millones de metros cúbicos. Entonces, si Enap no vende su gas restante, corre el riesgo de asumir nuevas pérdidas, justo en medio de un proceso de reordenamiento financiero.

Las eléctricas que sí se involucraron desde el comienzo con el proyecto –y que no se bajaron en el camino- no se muestran muy favorables a vender estos excedentes. Dicen que, como mínimo, los eventuales compradores deberían pagar un sobreprecio por no haber asumido el costo inicial de la inversión.

¹ Una de las cláusulas del convenio a 21 años plazo por cerca de 6 millones de m³ diarios, suscrito en 2007, considera la opción de que una empresa distinta a la inglesa -que es dueña del 40% de la propiedad de la planta- provea el hidrocarburo. El contrato contempla que en el mediano y largo plazo el proyecto no amarrado a un único proveedor. Lo que pasa es que si BG iguala las condiciones que ofrezca un proveedor alternativo sigue sirviendo el contrato.



La segunda terminal de regasificación en Chile presenta un 90% de avance en las obras. Este terminal ubicado en Mejillones, comenzará a abastecer con gas natural a toda la región norte de Chile desde enero de 2010. Está previsto el arribo del buque metanero que hará las veces de estanque de almacenamiento del GNL que regasificarán en la planta que presenta un 79% de avance en su construcción.

El inminente inicio de las operaciones del terminal de regasificación aleja cada vez más la posibilidad planteada en Bolivia de considerar al mercado chileno como una alternativa para exportar gas natural boliviano. Aunque esta afirmación podría tener un relativo grado de realidad en vista de la volatilidad de los precios, hoy bajos. Mejillones junto a Quintero abastecerán con gas natural las regiones del norte y el centro chileno, una tercera planta para abastecer la región sur de ese país se encuentra en proceso de análisis.

La planta de Mejillones tiene por finalidad abastecer de combustibles para generación eléctrica a las principales mineras del Norte Grande, y ya cuenta con contratos de suministro con la División Codelco Norte de la minera estatal, Escondida de BHP Billiton, El Abra y Collahuasi.

Estimaciones de precios del gas natural licuado por la CNE

Según las estimaciones de la CNE realizadas a fines del tercer trimestre de 2008, los valores del GNL que se pagarían en Chile estarían cerca de los 15 dólares por millón de BTU que se pagaban entonces por el gas natural argentino, de los cuales 9 dólares son impuestos². La estimación de la CNE fue de un precio de 17,3 dólares por millón de BTU

² Fuentes de GNL Quintero explican que el precio del recurso se fija a través de una fórmula que contempla en parte el indicador del petróleo Brent, el indicador de gas natural Henry Hub, los costos de traslado y el valor de la regasificación.

si el GNL hubiese llegado a mediados de 2008 a Chile, basándose en la información de los contratos firmados por Endesa con GNL Mejillones, luego de que Colbún solicitara al organismo sincerar los precios. Semanas antes de conocerse esa cifra, el organismo indicó valores más inexactos, en torno al 8,8 dólares y 9,3 dólares por millón de BTU utilizando el índice Henry Hub.

Con esa nueva estimación de la CNE, se estableció que para 2009 la planta de GNL de Quintero en el SIC entraría en operaciones con un precio de 13,37 dólares por millón de BTU y en 2010 subiría levemente a 13,67 dólares. En los años siguientes se estimaba que seguiría subiendo, alcanzando los 14,18 por millón de BTU en 2011 y los 14,30 en 2012. En el SING, en tanto, se proyectó que el terminal de Mejillones comenzaría a operar con un precio de 15,7 dólares por millón de BTU en 2010, para posteriormente elevarse a 16,13 dólares por millón de BTU en 2011 y a 16 dólares en 2012. Sin embargo, la coyuntura global hizo que el precio del crudo disminuyera y el GNL también.

Para rematar, como el sistema eléctrico funciona en base a las unidades más eficientes de producción, las centrales a GNL entrarían a operar después de las hidroeléctricas y las unidades a carbón, funcionando en la práctica como combustible de respaldo en caso de sequía o demandas adicionales de energía. A los precios actuales, producir energía con agua tiene un costo marginal igual a cero, mientras que con carbón ese costo sube a 40 dólares MW/hora y con GNL o diesel se ubica en torno a los 90 MW/hora.

Ingreso del GNL, abandono del diesel, ampliación del carbón

Todos los años en esta época, la contaminación atmosférica se transforma en noticia. En particular, crea ahora interés el que los índices de contaminación no se hayan reducido hace algunos años, y más bien tiendan a aumentar. Tras la entrada del gas natural argentino, hubo un período en que la conversión de las industrias a este combustible redujo las emisiones. Posteriormente, la interrupción del suministro argentino hizo que industriales y plantas de generación eléctrica instaladas en Santiago tuvieran que volver a usar diesel y fuel oil, por lo que los índices retrocedieron.

La llegada del GNL a Quintero extendió la idea de revertir este proceso, mediante una nueva reconversión de industrias y generadores eléctricos a un combustible más limpio. Estos emisores de contaminantes están obligados a usar GNL y que imponen máximas multas a los transgresores. En algunos casos dispone de las herramientas legales, pues el permiso de instalación de la central Nueva Renca en la saturada cuenca de Santiago estipula el uso de gas natural³. Esta limitación se levantó ante la emergencia energética de los últimos años por los cortes de gas argentino de 2004 y 2005, permitiéndose “*excepcionalmente*” quemar otros combustibles, pero con la nueva disponibilidad de GNL la

³ Una de las principales ventajas del gas natural tiene que ver con sus bajas emisiones, especialmente de dióxido de carbono (CO₂). Mientras para generar 1 MWh con carbón en una central térmica convencional se emite casi 1 tonelada de CO₂, al hacerlo con gas natural en una central de ciclo combinado se emiten 0,4 ton de CO₂. Al estar compuesto principalmente por metano (CH₄) en su estructura química, su combustión completa está casi libre de SO₂ y partículas. Sin embargo, debido a sus elevadas temperaturas de combustión, estas plantas producen compuestos Nox, lo que puede controlarse a través de algunos métodos como la reducción catalítica selectiva, la combustión de mezclas aire-combustible con un exceso de aire, o la inyección de vapor o agua a la cámara de combustión.

planta vuelva a encuadrarse en su permiso original. El ciclo combinado Nueva Renca puesto en marcha en 1997 con una capacidad instalada de 379MW y ubicada en la región de Santiago es uno de los mayores emisores de esmog industrial.

En Nueva Renca se defienden indicando que al operar con diesel y gas licuado de petróleo el complejo estuvo cumpliendo con las emisiones autorizadas. A nivel global, las eléctricas plantean que no pueden enfrentar de un momento a otro las adecuaciones técnicas que requieren las plantas generadoras para operar en base a GNL, y que ello podría tomar varios meses en pruebas y recursos que algunos expertos sitúan entre uno y seis millones de dólares por unidad transformada, ya que en la práctica –aunque el GNL es gas natural- su composición química varía dependiendo del lugar de donde provenga. No obstante, en Enap afirman que las pruebas que requieren las generadoras no son necesarias, pues están disponibles todas las particularidades del GNL que se importará, con las que podrían consultar su viabilidad técnica directamente con los proveedores de turbinas (en su mayoría, Siemens, Mitsubishi o General Electric).

No obstante, hay inconvenientes para adoptar esta medida. Los contratos actuales de la planta con sus proveedores no dejan espacio suficiente para suministrar a toda la eventual demanda. Los industriales, luego de su experiencia de conversión a gas natural y reconversión a diesel son comprensiblemente reacios a comprometerse otra vez, a menos que el suministro esté asegurado. Por su parte, los propietarios del terminal de GNL tienen que asegurar contratos de largo plazo, que les permitan garantizar el suministro a los usuarios, pero también ellos son reacios a comprometerse por largo plazo si no tienen asegurada la demanda. En consecuencia, el período de transición actual requiere flexibilidad de la autoridad medioambiental, de manera de facilitar la coordinación entre las partes de este proceso, sin por eso favorecer a ninguna de ellas en especial.

Aunque para algunos el futuro próximo el consumo de GNL será aún menor en la medida que se incorporen las cerca de diez centrales a carbón que están aprobadas y en construcción. En el SIC hay 1306 MW en construcción en base a este combustible y su participación actual en el mix de Chile es de 16%, aunque esperan que en 2015 represente el 25% de la generación eléctrica.

En junio de 2006, el Congreso chileno aprobó la Ley Corta II para reactivar las inversiones en generación eléctrica luego de los cortes de gas natural desde Argentina. En agosto se inauguró la primera central termoeléctrica a carbón originada por esta ley, 13 años después de que en 1996 entrara en funcionamiento la última central de ese tipo en Chile. Es la tercera unidad del complejo que Eléctrica Guacolda posee en Huasco, Región de Atacama, que sumará 152 MW al SIC y en la que invirtió 320 millones de dólares. La unidad podrá abastecer el 75% de la demanda máxima de la región.



Como operar con carbón costará menos de la mitad de hacerlo con GNL, es entendible el camino que siguieron varias eléctricas, sobre todo Colbún, como forma de respaldo para su crecimiento futuro. Los defensores de esta alternativa dicen que ahora los sistemas son mucho más limpios que en el pasado. Al interior de las empresas que componen el pool de inversionistas que desarrollaron la planta de Quintero piensan que en el corto plazo la presión internacional por disminuir los gases de efecto invernadero terminará por propiciar desde el gobierno chileno propuestas que eleven la carga tributaria a los combustibles que contaminen más. Si pasa eso, el GNL se volverá más competitivo,

aunque no necesariamente más popular para la opinión pública que vería elevarse el valor de la energía. O sea, un dilema difícil de resolver.

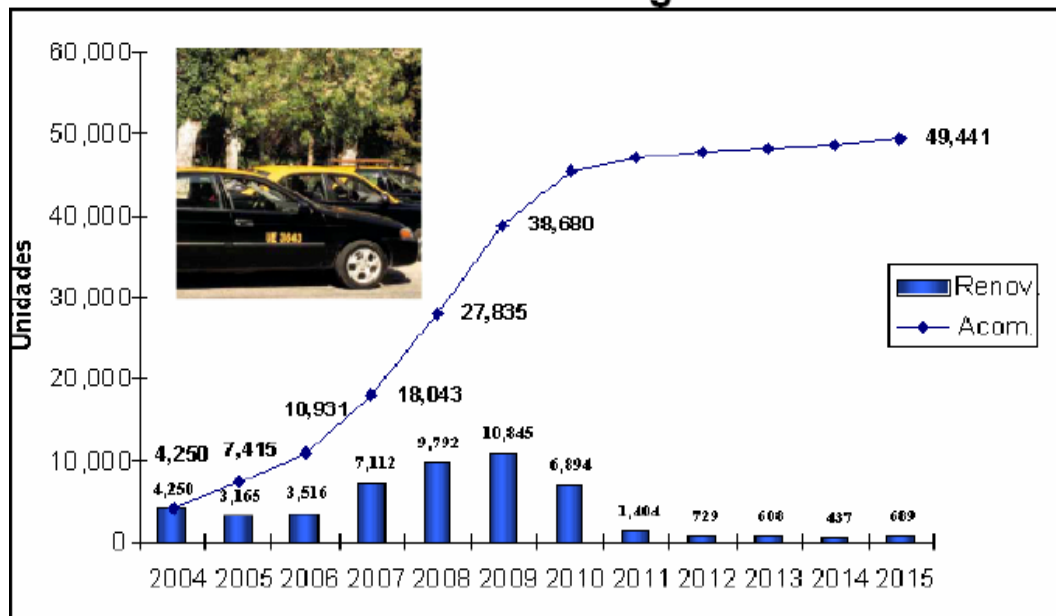
Masificación del uso de gas natural vehicular

La llegada del GNL no sólo asegura el abastecimiento, sino que permitirá retomar los negocios detenidos en 2004 con los cortes desde Argentina. El parque vehicular podría contar por estas fechas nuevamente con suministro. Las certificaciones, tanto de vehículos como de distribuidores, están en curso. También el transporte público podría volver a explorar el gas natural. Aunque él no es uno de los principales emisores en la Región Metropolitana (RM), tiene la ventaja de requerir una adaptación relativamente sencilla en el caso de taxis y colectivos. Dada esta nueva disponibilidad, las distribuidoras de combustible están planeando instalar expendios de gas para automóviles. Aunque el número de taxis y colectivos en Santiago, recorren distancias diarias entre cinco y 10 veces mayores. Por tanto, los 45 mil taxis y colectivos en Santiago pueden generar emisiones significativas en relación con los automóviles privados.

En un escenario optimista, es posible proyectar que para el 2015 circulen en Santiago 34.700 vehículos GNV. En ese marco se requiere al menos la existencia de 72 estaciones de servicio, lo que contribuiría a la masificación del energético en el transporte de la ciudad.

Figura 6: Estimación de renovación de Taxis en Santiago de Chile

Renovación de Taxis en Santiago de Chile




La transformación de los buses del transporte colectivo a gas natural es algo más compleja pues se necesitaría adaptar la logística en los terminales. No obstante lo anterior, dada la mayor inversión que significa incorporar un bus a gas natural versus un bus diesel, para desarrollar este mercado que es operado totalmente por agentes privados es de vital importancia contar con incentivos y premios adecuados por parte del gobierno chileno que

permitan introducir energías limpias. Al interior de una de las empresas involucradas en el proyecto comentaron que este hito serviría como puntapié inicial para mostrar a las autoridades actuales y también a las futuras que el GNV es “la opción” para descontaminar Santiago, especialmente si parte o la totalidad de los 6.400 buses que conforman el sistema de transporte son habilitados para quemar este hidrocarburo.







Santiago, ciudad que por sus características, enfrenta los mayores problemas ambientales de Chile y es además el mercado potencial de mayor proyección, ya que en forma aproximada concentra el 42% del parque total de los vehículos de es país.

De ahí que con mayor o menor énfasis, todos los actores de este sector – especialmente las distribuidoras de combustibles- estén en carrera para entrar o volver a esta actividad que en sus mejores momentos alcanzó a tener en la RM un mercado superior a los 5.000 vehículos, compuesto por taxis básicos y colectivos, que eran abastecidos en seis estaciones distribuidas en las comunas de Maipú, Vitacura, Renca, Puente Alto y Santiago Centro. Si bien los caminos son diversos el objetivo es el mismo: conquistar a un cliente que quedó marcado por la crisis: un ejemplo, es dándole tranquilidad a los clientes que siempre dispondrán de este combustible.

Región Metropolitana



Precios GNV Febrero 2007

		Estación de Servicio	Valor
1		Repsol - YPF Monterrey esq. Panam. Norte Renca Fono: 736-6676	\$ 446
2		Repsol - YPF Rinconada esq. Olimpo Maipú Fono: 531 9201	\$ 446
3		Copec Los Toros 3919 Puente Alto Fono: 295 5550	\$ 390
4		Copec Vitacura 5579 Vitacura Fono: 2199619	\$ 405
5		Shell Camino a Melipilla 4981 Cerrillos Fono: 557 1475	\$ 462
6		Esso Lira esq. Curicó Santiago Fono: 665 9804	\$ 439
Valor incluye IVA e Impuesto Específico Variable			\$/m3

Mientras la brasileña Petrobras dio el primer golpe al reabrir la única estación que hoy está vendiendo el hidrocarburo (Curicó esquina Lira), asumiendo el costo de hacerlo con los colores de Esso –la marca que compró el año pasado-, el resto de la industria trabaja para integrarse, como es el caso de Gazel, la sociedad de Gasco y Terpel⁴, que en Colombia es el líder en gas natural vehicular, debuta con seis puntos de venta en diciembre, o Copec, que buscar reintegrarse a este negocio. De los seis puntos de Gazel, dos funcionan hoy bajo la bandera de Terpel, la cual lleva más de un año trabajando en Chile, y pasarán a operar bajo

⁴ La distribuidora de combustibles y lubricantes, con unidades de operación en Colombia, Chile, Ecuador, Panamá, Perú y en México, planea invertir unos 70 millones de dólares en el 2010. Más de la mitad de ese monto previsto será desembolsado en Colombia, seguido por Chile y Panamá.

la marca antes mencionada. Pero la idea es llegar a 26 en todo Chile en los próximos tres años, ya sean propias o con alianzas. Otro objetivo es sumar a Copec y Petrobras en esta cruzada. La idea es tener toda la infraestructura básica para luego ir por los clientes.

Lógica económica no le falta. Con un simple ejemplo, Gasco deja claro por dónde va el negocio: *“en Santiago tenemos, entre colectivos y taxis, 60 mil vehículos. Si logramos que sólo 25 mil se cambien a gas natural, cosa que está dentro de todos los parámetros por los ahorros de costos que conlleva (de alrededor de un 30%), puedo generar consumos diarios del orden de 300 mil metros cúbicos, cifra que equivale al 25% del consumo de Metrogas en invierno y al total del de la compañía en verano; o sea, estamos hablando de un altísimo consumo y de un súper buen negocio”*.

Pero el tema no es tan fácil. No precisamente por el nivel de inversiones que requiere instalar un surtidor o una estación de servicio —que fluctúa entre los 200 mil y un millón de dólares, respectivamente—, sino por los recursos iniciales que requiere el dueño de un vehículo para adaptarlo a este tipo de combustible, cifra que bordea los mil dólares. Lo cual explica el nivel de subsidio que estos combustibles tienen en países como México y Corea.

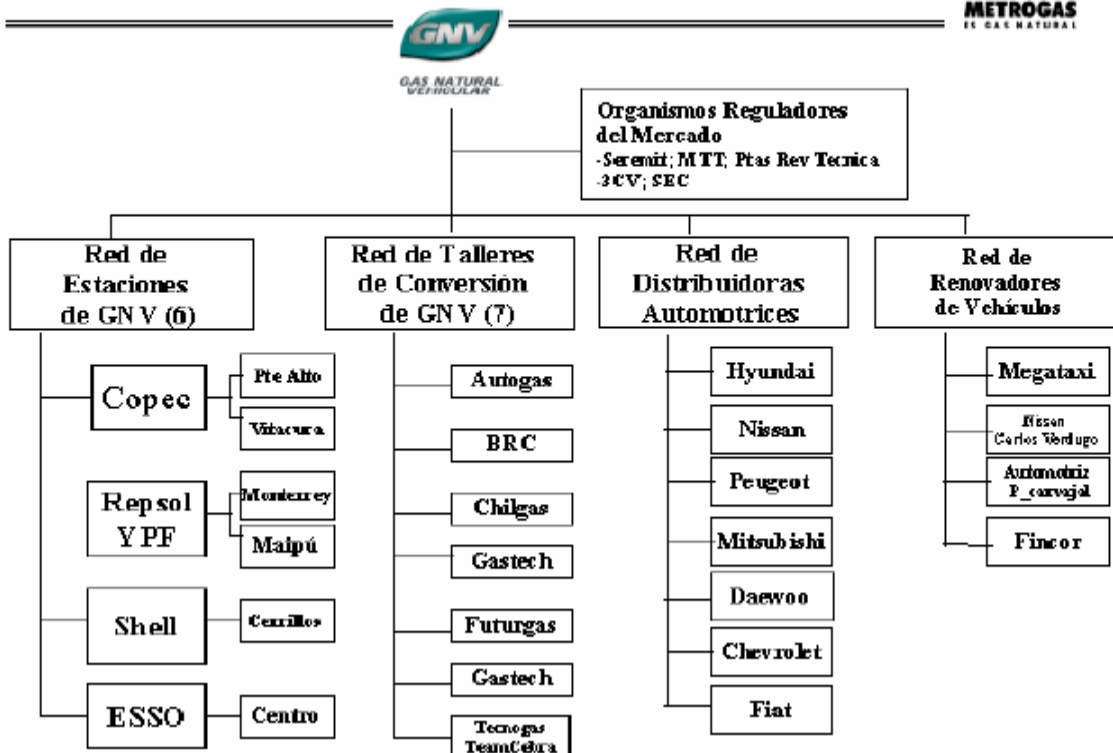
La cadena comienza con Metrogas⁵, que trae el gas hasta la capital y abastece a las distribuidoras. En sus mejores tiempos, este segmento llegó a representar el 7% de sus ventas, con un volumen anual de 21 millones de metros cúbicos de gas natural. *“En una primera fase queremos abordar el mercado de taxis y flotas comerciales de alto recorrido que usan gasolina. Y en el mediano plazo, si se otorgan incentivos ambientales para ello, llegar al transporte de buses y camiones que hoy utilizan diesel”*, señaló Gerardo Muñoz, gerente de GNV de Metrogas. Dadas las características del mercado objetivo, las empresas coinciden en que la oferta se mantendrá en la comunas periféricas y el centro de Santiago, que concentran el flujo de los desplazamientos de colectivos y taxis.

Gazel está evaluando convenios con entidades financieras y empresas convertidoras para cubrir el costo de adaptación, hoy en torno a los \$ 850 mil, mientras que ahora Metrogas subsidia la recertificación de los autos adaptados, por una cifra que ronda los \$ 23 mil. Precisamente esta última actividad resucitó tras la crisis. De 8 firmas, sobrevivieron sólo dos.



⁵ Metrogas es la empresa encargada de la distribución del gas natural en Santiago, con ventas anuales de 240 millones de US\$ equivalentes a un volumen los 712 Millones de m³. En la actualidad Metrogas abastece a más de 320 mil clientes residenciales, sobre 450 clientes industriales y más de 6500 clientes comerciales. En el segmento del transporte se ha transformado en uno de los principales impulsores del empleo de Gas Natural donde actualmente abastece un mercado superior a los 3000 mil vehículos que cargan este combustible en seis estaciones de servicio distribuidas en Santiago.

Desarrollo Red de Colaboradores



REGIMEN TRIBUTARIO GNV (Impuesto fijo anual)

GOBIERNO DE CHILE
MINISTERIO DE HACIENDA

- **Ley 18502, Impuesto a combustibles Gaseosos GNC y GLP**

- **Taxis y Vehículos de Alquiler**

- GNC = 941 US\$/Año
 - GLP = 2.198 US\$/Año

- **Vehículos Comerciales**

- GNC = 419 US\$/Año
 - GLP = 419 US\$/Año

Mercado chileno de combustibles

El año pasado este mercado vendió localmente 16.703 millones de m³ siendo Copec el líder en participación de mercado con 65%, seguido de Shell con 14%, Petrobras-Ex Esso tendría 9%, Terpel con 9% y otros con 3%, entre los que se encuentran Punto Blanco, JLC y Santa Elena. Ese equilibrio entre las participaciones ha sido, con variaciones menores, la constante de los últimos años. Copec lidera el mercado con 622 estaciones de servicio, seguida por Shell con 314. Luego viene Petrobras⁶ (Ex Esso) con 230 y Terpel con 206. Esta última abrirá cuatro estaciones de servicio más en regiones y el año entrante otras cinco. En 2008 la compañía colombiana invirtió 16 millones de dólares y se esperan 15 millones de dólares de inversión para el presente. Asimismo, informó que quiere agrandarse en regiones y para ello una de las ideas que baraja es participar en el proyecto de almacenamiento que construye Copec en Mejillones, al cual ha sido invitado. Shell y Copec también propusieron a la colombiana participar en el proyecto del centro de acopio que levantan en Pureo, X Región. Ello aún cuando Terpel ha manifestado su interés en ingresar al negocio del bunkering -abastecimiento de combustible a los barcos que ingresan a puertos nacionales-, donde el dominio lo tiene Copec a través de su filial Marine Fuels.

Shell, en tanto, se prepara para una mayor competencia aumentando la cantidad de servicentros en regiones, remodelando varias de las existentes en Santiago y buscando nuevos proyectos industriales de abastecimiento. Cabe recordar que el negocio de los combustibles en el país es de bajos márgenes, el que en el caso de las bencinas bordea un 2,5%.

Mercado chileno de lubricantes

A fines del año 2008, el mercado registró ventas por 171,4 millones de litros. La participación de las marcas en este mercado es de 42% para Mobil de Copec, 27% para Shell, otros con 14%, seguido de Texaco y Esso con 7% y Castrol con 3%. Hay que señalar que Copec tiene también la representación de lubricantes Esso. Entre los dos lubricantes representados por Copec -Mobil y Esso- lograron ventas de 84 millones de litros el año pasado, lo que representó un avance de 5% con respecto al año anterior. El 62% fueron ventas industriales, 22% a revendedores, otros con 9% y 7% a concesionarios. Terpel no se queda atrás. La semana pasada anunció el lanzamiento de un portafolio de lubricantes ecológicos y de alto rendimiento para motores a gasolina y diesel para fines de año. Al mercado de lubricantes industriales está impedido de ingresar hasta diciembre del presente año por el acuerdo suscrito con YPF al momento de adquirir las estaciones de servicio en Chile.

Cifras destacadas

⁶ Existe un nuevo factor de competencia en el mercado de combustibles, lubricantes y tiendas de conveniencia chilenas: Petrobras. La empresa brasileña compró a Exxon Mobil su participación en la red de servicentros Esso Chile por 400 millones de dólares.



-16,7 millones de m³ de combustible vendieron las estaciones de servicio de Chile en 2008.

-436 eran las tiendas de conveniencia a diciembre del año pasado.

-171,4 millones de litros de lubricantes comercializados el año 2008.

-1.370 estaciones de servicio operan en ese país.

-400 millones de dólares pagó Petrobras por los activos de Esso Chile.

EnerDossier ofrece servicios de consultoría y asesoramiento sobre sectores estratégicos de la economía global a empresas privadas, organismos públicos y ONGs. Quienes leen semanalmente los informes de EnerDossier conocen los enfoques high-quality sobre temas del sector energético.

Si desea mayor información escribir a hernan.pacheco@enerdossier.com