

El nuevo escenario del GLP con las nuevas plantas

Bolivia ha incrementado su producción de gas natural para cumplir los contratos de exportación a Brasil y a Argentina, y cubrir su creciente demanda interna. Entre 2015 y 2016 se debe dar el pico de la demanda de Brasil de algo más de 30 millones de metros cúbicos diarios (MMMCD), Argentina alrededor de 23 a 24 MMMCD y Bolivia demandando alrededor de 11 a 13 MMMCD. Esta demanda requerirá producir entre 66 a 68 MMMCD en estos dos años, que principalmente vendrán de cuatro megacampos ubicados en el sur del país (San Alberto, San Antonio, Itaú y Margarita-Huacaya).

El gas natural del sur de Bolivia tiene gran cantidad de líquidos asociados, incluyendo gas licuado de petróleo (GLP). Bolivia extrae los condensados en las plantas de separación en boca de pozo, pero deja gran cantidad de GLP en la corriente de gas natural de exportación.

Para darle mayor valor a los productos, acertadamente YPFB ha desarrollado dos proyectos de separación de líquidos con foco en la extracción del GLP de la corriente de gas natural de exportación.

Planta de Separación de Líquidos Río Grande

Una de ellas es la Planta de Separación de Líquidos de Río Grande (Río Grande, Santa Cruz) ya en producción desde 2013, que tiene una capacidad de procesamiento de gas natural de 5,7 MMMCD y puede producir en promedio 361 toneladas métricas diarias (TMD) de GLP más 350 BPD (barriles diarios) de gasolina natural y 195 BPD de isopentanos.



El gas natural es provisto desde el Gasoducto Yacuiba – Río Grande (GASYRG), aunque eventualmente también podrá recibir gas proveniente del Gasoducto Yacimientos–Bolivian Gulf (YABOG). El gas natural que ingresa a la planta pasa por un sistema de extracción de licuables que incluye una unidad de deshidratación, unidad de extracción de líquidos (sección criogénica), unidad de fraccionamiento de líquidos y posterior almacenamiento y despacho.

El gas residual es reinyectado al gasoducto de origen (GASYRG o YABOG, según corresponda), cumpliendo las especificaciones de poder calorífico establecidas en el contrato entre YPF y Petrobras para su exportación a Brasil, antes de la estación de Compresión de Río Grande.

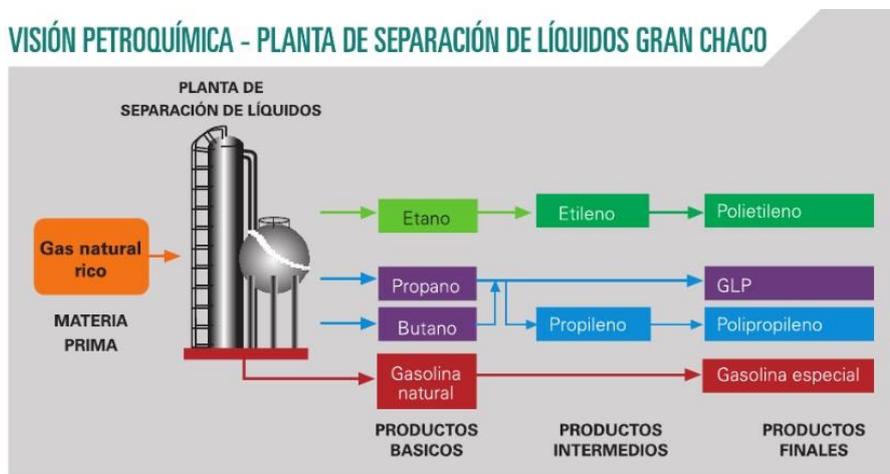
El GLP producido tiene dos alternativas de evacuación, uno a través de cisternas y otro por el propanoducto Río Grande–Santa Cruz (PRGS) hacia la Refinería Guillermo Elder Bell (RGEB). La gasolina estabilizada igualmente puede ser evacuada mediante cisternas o por el oleoducto Río Grande–Santa Cruz (ORSZ) hacia la RGEB. En el caso de la gasolina rica en isopentanos, esta cuenta con dos opciones de despacho: cisternas o reinyección a gasoducto con el gas residual.

La operación y mantenimiento de esta planta por un periodo de dos años está a cargo de Exterran Bolivia S.R.L., subsidiaria de Exterran Holdings Inc., con sede en Houston, que cuenta con operaciones a escala mundial y en Bolivia desde hace muchos años.

El ingreso de esta planta, además de las mejoras realizadas a las refinerías de Cochabamba y Santa Cruz, ha permitido que Bolivia pase de ser un país importador a uno exportador de GLP el 2013.

Planta de Separación de Líquidos Gran Chaco Carlos Villegas Quiroga

La otra planta de separación está en su etapa final de construcción en la zona sur del país, donde se estima una producción de entre 1.542 a 2.247 TMD de GLP, 2.156 a 3.144 TMD de etano, 1.137 a 1.658 BPD de gasolina natural y 716 a 1.044 BPD de isopentanos.



Fuente: Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos, 2014

El gas natural rico que procesa esta planta viene de la corriente de gas natural del Gasoducto de Integración Juana Azurduy (GIJA). El caudal de ingreso a la planta es definido en función al modo de operación en el que trabaje la planta: Recuperación o Rechazo de Etano. Ambas modalidades están en función del ingreso del proyecto de etileno/polietileno que se encuentra en fase de estudio y, según la información publicada por el Viceministerio de Industrialización, Comercialización, Transporte y Almacenaje de Hidrocarburos, puede estar en operación recién para el 2022.

El caudal de entrada es de 32,2 MMMCD para recuperación etano al 95 % y en caso de que la planta trabaje en Rechazo de Etano el caudal es de 29,7 MMMCD. En ambos casos el caudal de gas residual a ser reinyectado en el GIJA es de 27,7 MMMCD (máximo del contrato a Argentina) y de igual manera la planta de **Río Grande** debe cumplir con la especificación de poder calorífico establecido por contrato a Argentina.

Según las especificaciones técnicas de la planta, el despacho de GLP puede darse por ducto o por cisternas y de igual manera podría darse el despacho de la gasolina natural e isopentanos. En caso se separe el etano, este será inyectado a la planta de procesamiento de etileno/polietileno que aún está en estudio y que requiere inversiones superiores a los \$us 2.700 millones.

La operación y mantenimiento de la planta de **Gran Chaco** fueron adjudicados a la empresa PEGASO S.A. por un periodo de dos años y se espera que esta entre en operación comercial el segundo semestre del 2015.

Debido a que el mercado interno se encuentra abastecido por GLP de refinerías, de los procesos en las plantas de gas y lo proveniente de la planta de **Río Grande**, la producción de Gran Chaco se estima que está fundamentalmente orientada a exportar los elementos producidos. Más adelante, si los estudios así lo determinan y las inversiones se pueden concretar por parte de YPFB, el propano y etano podrán ser fuente para producir etileno/polietileno y propileno/polipropileno.

Sin embargo, a la fecha, aun no queda claro cuáles serán los mecanismos de evacuación de los altos volúmenes de producción de GLP ni de los otros productos ni se tienen mercados concretos con toda claridad.

Hay varios mercados de destino para el GLP, como Argentina, Brasil, Uruguay, Paraguay, Chile y hasta Perú. Debe quedar claro que mientras se tenga la opción de utilizar el propano en la planta de propileno/polipropileno, será muy difícil establecer mecanismos de evacuación y poder firmar contratos de transporte y comercialización de largo plazo para el GLP.

Gas Energy Latin America (GELA) conoce que se están barajando varias opciones para monetizar el GLP. Una de ellas es la adecuación del gasoducto destino Campo Durán (norte argentino) a propano y venta de alrededor del 40 % de los excedentes a Refinor. El volumen restante se puede evacuar vía cisternas a mercados vecinos deficitarios, como son Paraguay, Uruguay, Brasil, o por cisternas/oleoductos/poliductos hasta la Planta de Senkata con destino a Chile y a Perú. La frontera occidental de Bolivia con Perú (Puno, Juliaca) es un nicho natural para los excedentes de GLP de exportación y que pueden ser mejor abastecidos desde Bolivia.

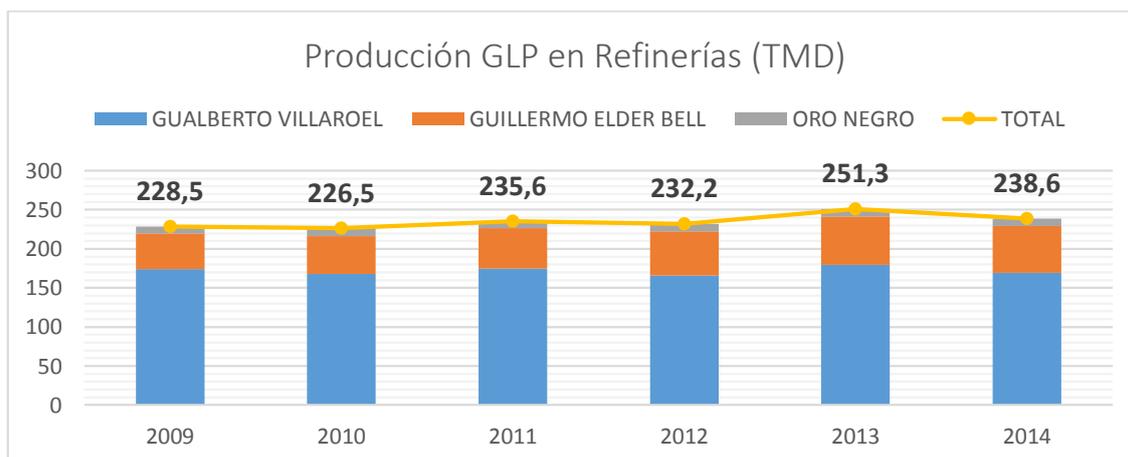
GELA estima que de concretarse el proyecto de propileno, demorará por lo menos 4 a 5 años antes de su entrada en funcionamiento (1 para completar la ingeniería, 1 para estructurar los recursos económico/financieros y licitar la obra y 2 a 3 para su construcción y puesta en marcha).

Mientras tanto, la producción de GLP de Bolivia tiene grandes excedentes para los próximos cuatro a cinco años, que deben llegar a los mercados oportunamente y al mejor precio posible. Llegar a los mercados mencionados requiere adecuación de infraestructura y de una gran flota de cisternas y de una logística de manejo adecuada.

Fuentes de producción de GLP y sus perspectivas

Como se mencionó en este informe, la producción de GLP en Bolivia se da a partir de tres fuentes: refinerías, plantas de extracción y las dos plantas de separación.

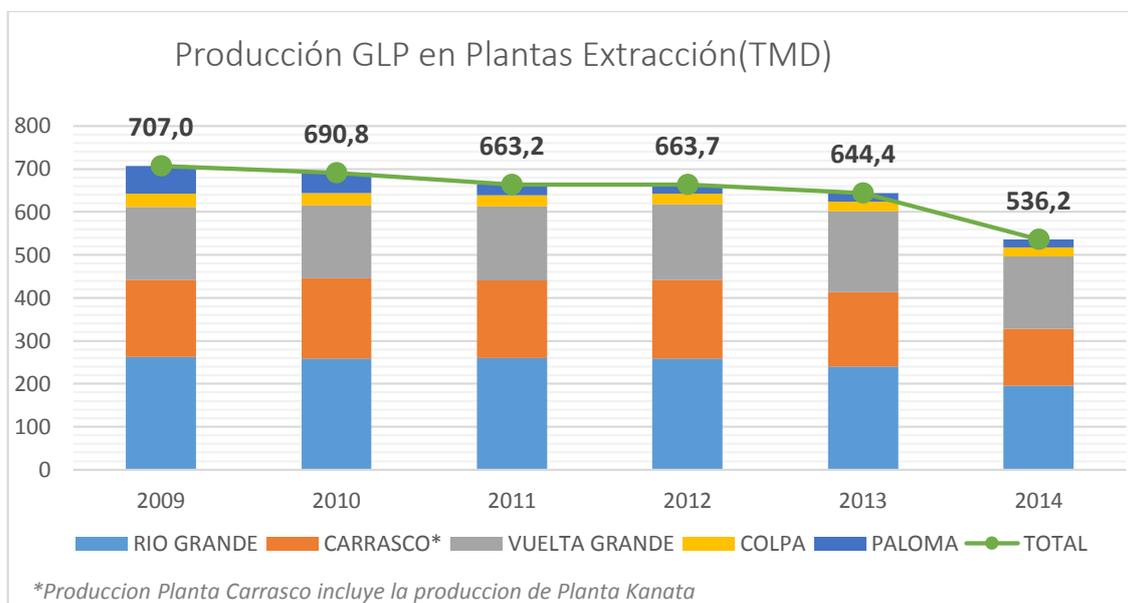
Actualmente existen tres refinerías en operación en el país: YPFB Refinación, a cargo de la Refinería Gualberto Villarroel (RGV); la RGEB y la Refinería Oro Negro, operada por el Grupo Empresarial Equipetrol. De estas 3 refinerías, en promedio el 72 % de GLP producido viene de la RGV de Cochabamba. **Histórico entre 2009 -2014 de la producción de GLP de refinerías**



Fuente: Boletín Estadístico, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, 2014

El ajuste de las refinерías para tratar crudos livianos, la ampliación de la RGV con la nueva unidad que procesará 12.500 BPD que se encuentran en proceso de puesta en marcha y la nueva unidad de Reformación Catalítica (NURC) en la RGV, que se planea entregar en 2016, permitirá incrementar la producción de GLP en un poco más de 80 TMD (unas 8.000 garrafas día)-

Por otra parte, se cuenta con cinco plantas de extracción de líquidos operando en campos de donde se produce GLP y gasolinas naturales. A continuación se presenta un cuadro histórico entre 2009 - 2014 para esta producción:

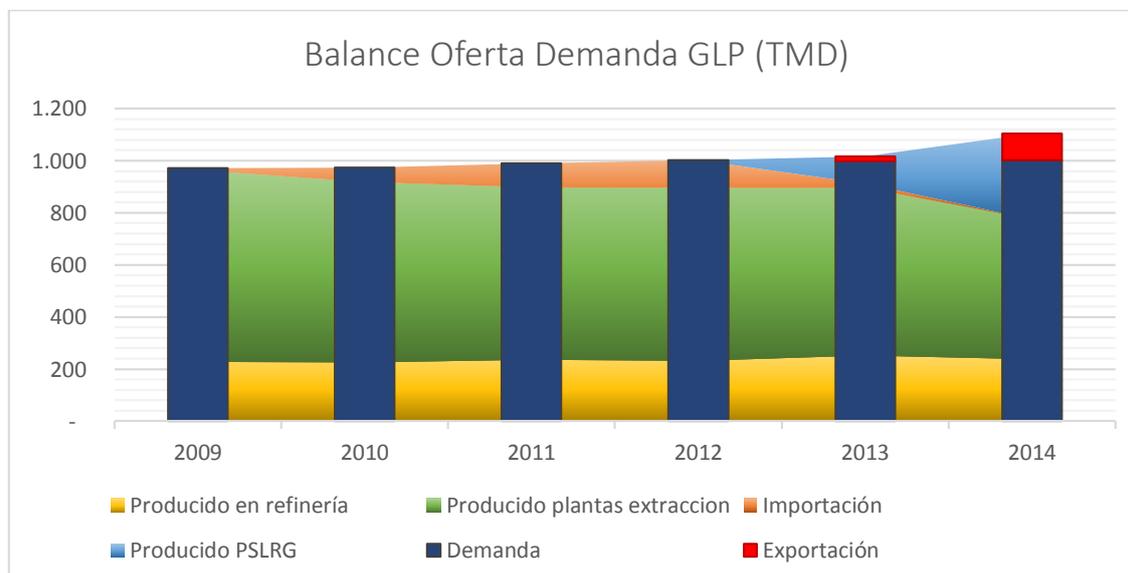


Fuente: Boletín Estadístico, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, 2014

La declinación de varios campos productores de gas natural en las áreas aledañas a las plantas mencionadas ya ha tenido su efecto en una menor producción de GLP. En todo caso, se vienen realizando actividades por parte de las empresas operadoras para intentar revertir en algo esta situación.

Por último, están las plantas de Río Grande y Gran Chaco, que son y serán una nueva fuente de producción de GLP y que le permitirá a Bolivia tener grandes excedentes para exportación del producto.

Balance de oferta-demanda de GLP de los últimos cinco años:



Fuente: Elaborado por GELA en base Boletín Estadístico, Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, 2014

En el periodo de agosto a diciembre 2013 se exportaron 6.327,92 TM de GLP y en la gestión 2014 se llegó a exportar 37.265,15 TM de GLP, como principal mercado Paraguay. Según cifras preliminares que difundió en enero 2015 el Instituto Nacional de Estadísticas (INE), la exportación de GLP en 2013 significó 3,1 millones de dólares y para 2014, un valor de 25,4 millones de dólares.

Con la entrada de la PSLGCH los volúmenes de oferta se verán incrementados notablemente. GELA se ha permitido realizar un análisis propio y ha preparado una proyección de balance oferta–demanda de GLP al 2020, bajo un escenario alto/positivo de producción de gas natural y condensados bajo los siguientes supuestos:

Supuestos para oferta de GLP:

- Refinerías: se mantiene producción y existe un incremento a partir de las ampliaciones y nuevas unidades en las refinerías.
- Plantas de extracción: declinación dada en los últimos 5 años continúa, promedio del 5 % por año.
- Plantas de separación: se asumen que la PSLRG trabaja al 90 % de su capacidad por paros programados, problemas operativos y otros.

Para la PSLGC se consideraron dos escenarios:

Uno que prevé que se cumple la garantía de recepción CDG2 del contrato Bolivia/Argentina bajo un promedio de los volúmenes de invierno y verano. Se trabaja con la máxima capacidad de producción de GLP de 2.247 TMD.

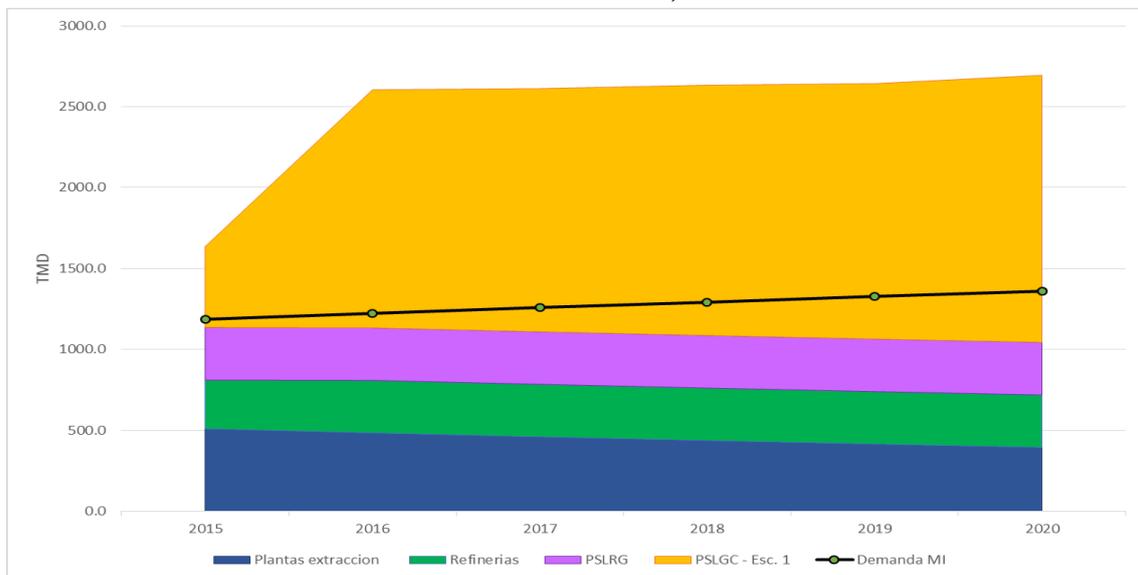
El otro escenario considera la proyección de la producción a base de la máxima capacidad de producción de GLP. Para 2015, la planta puede trabajar al 40 % de su capacidad, en 2016 al 70 % de su capacidad y posteriormente al 90 % de su capacidad.

Escenario de demanda:

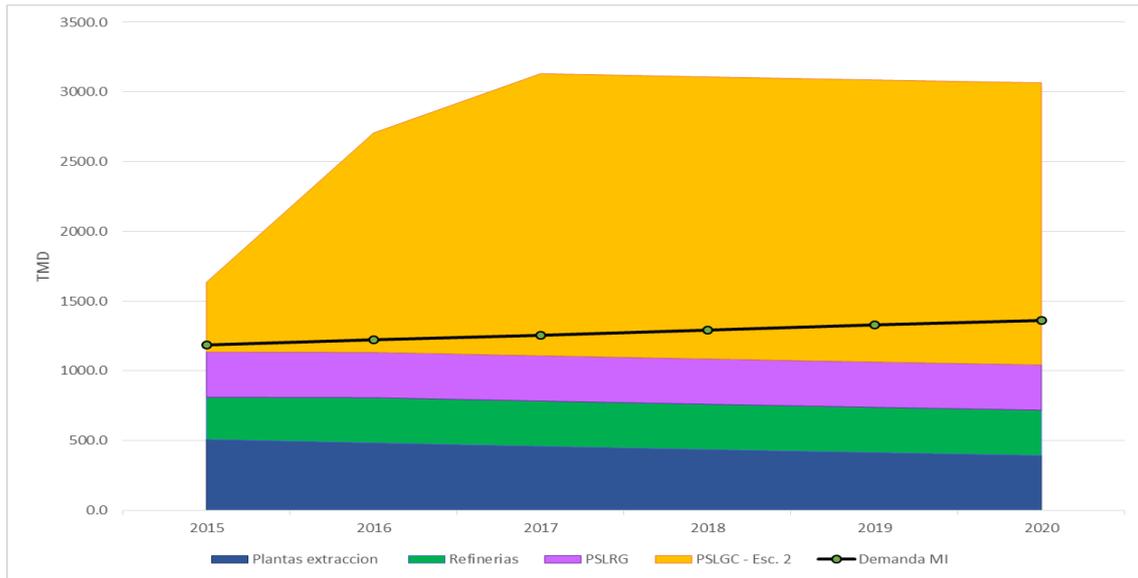
- No se incluye el ingreso del Proyecto Propileno–Polipropileno (estimado para después del 2020).
- Una mayor penetración del gas natural bajará la demanda interna de GLP (redes y mini-GNL), pero habrá crecimiento económico.

ESCENARIO 1: Proyección Balance Oferta – Demanda GLP

Fuente: GELA, 2015



ESCENARIO 2: Proyección Balance Oferta – Demanda GLP Fuente: GELA, 2015



Comentarios finales

La proyección trabajada por GELA es un cálculo estimativo, el cual puede tener variaciones sobre todo por la producción de gas natural, condensados y petróleo en el futuro. Otros factores que pueden hacer cambiar estos escenarios son las vías de evacuación y los mercados que aún no están definidos.

Los bajos precios del petróleo también tienen sus efectos sobre los precios del GLP y las exportaciones y es por ello que las negociaciones serán complejas en función de los marcadores (principalmente del Mont Belvieu-indicador estadounidense de referencia en el continente para el precio del GLP) y de las distancias y oportunidades de abastecimiento desde otros lugares del planeta. Es así que se pueden esperar precios superiores e inferiores en los distintos contratos que vayan a firmar y a negociar.

El mercado interno está garantizado y tiene prioridad. Lo cierto es que se tendrán ingresos adicionales por el GLP en los próximos cinco años. Los mercados y los precios dictarán los ingresos que pueda generar el GLP para el país.

Producido Por Gas Energy Latin America - GELA, para Petróleo & Gas

Acceda a las anteriores entregas de [La Nota Energética](#)

Ingrese a [Petróleo & Gas](#)