



# ANTENAS PRISMA

15 DE JUNIO DE 2007

Nº53

## ENERGÍA E HIDROCARBUROS

### CONTENIDO

1. *Oficial: las reservas de gas han descendido a 19,3 TCFs 1*
2. *Chile se convertirá en exportador de gas natural licuado a la Argentina 7*
3. *Comentario a las observaciones del Presidente a la “Ley de Desarrollo Sostenible del Sector Hidrocarburos” (DSSH) 9*

### **1. Oficial: las reservas de gas han descendido a 19,3 TCFs**

Nuestras reservas de gas natural probadas llegaron a 19,3 TCFs (Trillones de Pies Cúbicos Americanos), revelan informes oficiales procesados por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía y refrendados por Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB) para el período enero / abril de 2007.

La caída de las reservas hace peligrar la exportación de gas.

De 28.7 TCFs que tenía certificadas el país como reservas probadas de gas natural a 2003, los yacimientos bajaron a 26.7 TCFs en 2005; y al primer trimestre de 2007 descendieron hasta en un 26 por ciento, señala un informe confidencial con el rótulo de “secreto” que evacuó el Fiscal de Reservas de YPF, José Luis Rivero, para conocimiento del Ministro de Hidrocarburos y Energía, Carlos Villegas y el Presidente de la República, Evo Morales Ayma.

“...la reserva remanente actual está en 19.3 TCFs debido, principalmente, a: nuevas perforaciones en los campos delimitado su área productora; y la reducción en el factor de recuperación debido a que los cálculos realizados estaban en función a las propiedades de los fluidos, y no así al avance del acuífero en estos campos...” señala el informe oficial que envió Rivero en fecha 5 de febrero de 2007 al ingeniero Enrique Mariaca Bilbao, coordinador de auditorías para las empresas petroleras.

El vicepresidente de la República, Álvaro García Linera, terminó por oficializar la falta de producción de gas natural cuando declaró "...por ejemplo si el contrato del Mutún se firma en unos días, se requerirá de 8 millones de metros cúbicos (de gas natural) por día que ahora no tenemos encima de la tierra y para extraerlos habrá que esperar un año y medio..."

Pero el problema es más complejo de lo que describe el dignatario de Estado. En realidad, como señala el experto en temas petroleros, Carlos Miranda Pacheco "...Las modestas inversiones que se están por ejecutar serán como aspirinas a un enfermo con fiebre", malestar por supuesto que si no tiene remedio inmediato podría dejar moribundo al país: es decir, a la población, la víctima por falta de energía (GLP, diesel, gas natural y gasolinas).

Miranda, propone frente a esta situación "...poner en marcha un plan de reforma total de las refinerías y oleoductos que incluso podrían representar una refinería nueva. No olvidemos que a partir del 2010 por la exportación de gas a la Argentina, deberíamos contar con una producción de 100.000 bpd de líquidos, que serán condensados y estaremos con capacidad inadecuada de refinación de 45.000 bpd..."

¿Qué está sucediendo? Lo que se esperaba. Las empresas petroleras dejaron de hacer nuevas inversiones para desarrollar nuevos campos y perforar pozos; situación que se viene arrastrando, sin modificación alguna, desde 2003, año en el cual el país reportó el pico máximo de sus reservas del energético: 28.7 TCFs.

Con la suscripción de los nuevos Contratos de Operación, de lejos el Gobierno garantizó nuevas inversiones. Es más, a pesar del recordatorio que hizo Villegas a las compañías que tienen un plazo de 180 días para fijar un calendario de desembolsos para desarrollar la industria, ninguna ha manifestado seguridad y compromiso formal. Por el contrario, después que Evo marginó, casi por la fuerza, a Petrobrás de la industria de la refinación, la compañía brasileña anunció que revisará sus inversiones en nuestro país.

Para desarrollar nuestras reservas de gas, o por lo menos, lo que resta de ellas, necesitamos en promedio 3.000 millones de dólares. ¿quién pondrá ese monto de dinero?.

YPFB informó que la inversión en exploración fue de hecho nula, pues de acuerdo al registro oficial que se difundió, las operadoras desembolsaron la irrisible suma de 50,2 millones de dólares, entre enero y diciembre de 2006, cifra insignificante para la industria petrolera.

Pero eso no es todo. Según la Vicepresidencia de Fiscalización y Contratos de YPFB, la perforación de nuevos pozos exploratorios llegaron a solo tres: Cuevo West - X2 y Huacaya - XID, ambos en el área de Caipipendi, bajo responsabilidad de la hispano argentina Repsol YPF; y Sábalo X-5, en San Antonio a cargo de la operadora brasileña Petrobrás, en el departamento de Tarija, y nada más.

Lo que menos desea el gobierno del presidente Evo Morales esta sucediendo, las reservas probadas de gas natural que a enero de 2005 llegaban a 26,7 TCFs (trillones de pies cúbicos de gas natural) sufrieron un descenso en al menos 7 TCF, vale decir,

que Bolivia tiene a junio de 2007, nada menos y nada más que 19,3 TCF, dos más que la Argentina, cuatro más que el Perú; y muy por encima del Brasil.

Según Miranda, "...la falta de gas natural. No se puede abastecer adecuadamente la demanda del pequeño mercado interno llegando al extremo que Tarija no tiene suficiente gas y menos pensar ampliar exportaciones en breve plazo. Bolivia, considerada el pulmón de gas del Cono Sur, no puede garantizar la provisión de 2 MMmcd de gas a Cuiaba sin correr el riesgo de incumplir sus otros compromisos de suministro. Por tanto, no puede lograr que el comprador le pague en vez de \$US 1.08/MMBTU los precios del gas del GSA que están cerca de \$US 4/MMBTU. Increíble pero cierto..."

¿Cómo es posible que de ser una potencia gasífera en Latinoamérica y el mundo nos convertimos en un Estado que podría necesitar de otro proveedor para satisfacer sus necesidades de consumo interno y de exportación a terceros países en los próximos veinte años?

Lo que parece una pesadilla y hasta ingenuo pensar que pueda ocurrir, en realidad es verídico y el Ministro Villegas además de Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (YPFB), conocen perfectamente lo que está sucediendo.

Esta pesadilla se remonta a enero de 2006. Entonces DeGolyer and MacNaughton, la empresa certificadora oficial para las reservas de gas fue alejada de YPFB por un motivo en particular. Sucedió que la compañía estadounidense, por muchas décadas, emblemática para YPFB y por lo mismo, la responsable de certificar las reservas de gas y petróleo en Bolivia, planteó a principios de año la necesidad de aplicar un nuevo proceso de medición de los reservorios, es decir, propuso aplicar un sistema petrofísico distinto para saber cuánto gas natural tenemos y qué cantidad de barriles de petróleo poseemos en propiedad como Estado.

El novísimo proceso para cuantificar nuestros hidrocarburos no fue del agrado de las principales autoridades ejecutivas de YPFB y del presidente Morales, por supuesto.

¿Por qué? Un informe confidencial que fue evacuado a conocimiento del Presidente Ejecutivo de la compañía boliviana, señalaba entonces que de aplicarse la nueva metodología de cálculo "las reservas probadas de gas natural podrían descender hasta en un 10 TCFs".

¿Verdad o mentira? Lo cierto es que la certificación que hizo por años DeGolyer and MacNaughton "está en duda", declaró el Gobierno en enero de 2006; y hasta ahora, un año y medio después, el Presidente Evo Morales no ha contratado una nueva certificadora internacional para conocer, a ciencia cierta, cuánto gas natural tenemos, aunque el ministro Villegas anticipó que será Argelia, una de las naciones más ricas en gas y petróleo del África, la que se encargará de hacer la certificación nacional de las reservas que a confesión de parte, es decir el Gobierno, bajaron estrepitosamente.

Durante años, DeGolyer and MacNaughton vino certificando nuestras reservas. El proceso es caro y por lo mismo, difícil de sostener para YPFB. Esta razón obligó a que sean las propias empresas petroleras las que promuevan, a cuenta de su bolsillo, la certificación anual.

De antemano el miedo cundió a partir de éste momento en YPF. Nadie hasta ahora ensayó argumentos para explicar que razones obligaron a la empresa “hacer a un lado a DeGolyer and MacNaughton” y declarar “desierta” la certificación anual de gas natural y petróleo para el periodo fiscal 2006, 2007, y es incierto lo que sucederá en 2008.

Tanto la Ley de Hidrocarburos No. 3058, como la Ley de Desarrollo Sostenible de la Industria, sancionada hace algunos días, establece que YPF en representación del Estado debe licitar y contratar a la brevedad la cuantificación de reservas para los yacimientos bolivianos. Este es un proceso vital, dado que no se realiza desde enero de 2005, y este desfase en tiempo desde ya implica una variación en la cuantificación de reservas y por ende los valores que se reconocen actualmente como oficiales pueden estar sujetos a imprecisiones y en algunos casos malas interpretaciones.

Por lo general, el cálculo de reservas en algunos países, no propietarios de las reservas como el caso de EE.UU. es contratado directamente por la empresa operadora del campo y tiene fines financieros, en el caso de Bolivia y la mayoría de los países del mundo las reservas pertenecen al Estado, permiten valorar el potencial de recursos naturales, y por ende su desarrollo, control y seguimiento es de competencia de las unidades responsables.

En el caso de Bolivia, YPF es quien ha venido desarrollando esta actividad contratando compañías internacionales de larga trayectoria y experiencia mundial. Los últimos años se ha venido trabajando con la empresa DeGolyer and MacNaughton, la cuál entregaba dos informes oficiales hasta el mes de marzo y contaba con la actualización de todos los campos sean estos gasíferos o petroleros.

El cálculo de reservas puede ser mucho más especializado, se puede realizar para campos específicamente de petróleo y campos específicamente de gas, siendo principalmente lo que se busca cuantificar un volumen con todas las variables del reservorio. En el caso del petróleo se conoce como la fórmula de ingeniería del petróleo y se valoriza como "stock tank bbls of oil", en caso del gas natural aplica "Standard cubic feet of gas", y finalmente el "método por balance de materiales".

Es tan importante y serio éste análisis que debe ser presentado con todos los sustentos, del mismo depende la viabilidad y expectativa para el desarrollo de ésta industria en el tiempo.

La situación, independientemente de lo que decida hacer la nueva administración del Estado, es extremadamente delicada. El reporte describe lo que podría suceder con las reservas de gas natural que mantienen el pedestal para que Bolivia siga manteniendo el liderazgo de potencia energética en América Latina.

A enero de 2005, DeGolyer and MacNaughton declaró que las reservas probadas de gas natural llegaban a 26,7 TCFs, mientras que los reservorios probados de petróleo llegaron a 465,1 millones de barriles.

A mayo de 2007 la situación ha cambiado radicalmente. "...la reserva remanente probada es de 19.37 TCFs de gas natural y llegan a 374.837 millones de barriles las reservas de petróleo crudo...", precisa datos el reporte confidencial.

¿Y las reservas probables de gas natural? Para el Fiscal de Reservas el Estado es “...posible que la reserva remanente probable llegue a 13.4 TCF de gas natural; mientras que las reservas de petróleo podrían estar en 405.486 millones de barriles...”

En la industria petrolera, las reservas probadas de gas natural y petróleo tienen validez de primera línea. Se entienden por reservas probadas aquellos reservorios que demostraron un alto grado de certidumbre por el análisis del historial de producción. Esto quiere decir que la productividad comercial se ha establecido en base a la producción actual, a pruebas exitosas, o en ciertos casos, por un análisis favorable de testigos y por la interpretación de registros electrónicos, cuando las características de producción de la formación son conocidas a partir de campos cercanos, explica la empresa certificadora.

En cuanto a las probables, las características son totalmente distintas. Son reservas que son susceptibles de ser probadas y que se basan en evidencia razonable de la existencia de hidrocarburos producibles dentro de los límites de una estructura o reservorio.

Sobre las reservas posibles, los hidrocarburos pueden considerarse que existen pero que están sujetas a interpretación de registros y otras evidencias de saturación de hidrocarburos.

Según el informe, la reducción sustancial de gas natural afectaría a los campos de producción: San Alberto, Margarita, Sábalo e Itaú.

El informe “secreto” da cuenta que los campos de producción de gas más grandes que tiene la Nación: San Alberto y Sábalo disminuyeron su capacidad de extracción del energético. Veamos las razones.

Según el informe, la reducción sustancial de gas natural afectaría a los campos de producción: San Alberto, Margarita, Sábalo e Itaú, que “concentran hasta el 83% de las reservas probadas” que tiene el país.

Campo San Alberto. “...la reducción en el factor de recuperación afectaron al 36 por ciento del volumen (del pozo)...”, refiere el documento oficial al que tuvo acceso Energy Press en La Paz.

San Alberto, bajo tuición de la Brasileña Petrobrás, explota actualmente tres reservorios: Icla, Santa Rosa y Huamampampa, siendo éste último el pozo más productivo por su alto potencial de reserva. Rivero señala además que el campo no ha explotado aún ni el 10 por ciento de sus reservas de gas natural.

Según el documento oficial la “...caída de las reservas recuperables en San Alberto se debió principalmente por que la empresa certificadora determinó un factor de recuperación en base al análisis de fluido lo cual se recomienda para reservorio volumétrico; y no se considero la entrada de agua en los distintos niveles, y que estos afectan los factores de recuperación los mismos que han sido determinados por análisis modal tomando en cuenta que cada pozo produce dos o más niveles...”

Campo Sábalo. “...existe una reducción de la reserva de hasta un 30 por ciento...”, señala el informe confidencial. Las razones, son las mismas que explican la reducción

para el campo San Alberto, aclara el Fiscal de Reservas. Sábalo esta también bajo tuición de Petrobrás.

En Itaú, bajo responsabilidad de la francesa Total E&P Bolívia "...el decremento de reservas fue de 58 por ciento en el reservorio principal...", dice el informe que atribuye está situación, vedada hasta ahora a la Nación por el Gobierno, por la "...unitización de los campos Itaú y San Alberto..."

Ambos reservorios tienen "...comunicación directa, lo que ha generado una caída de la presión en ambos campos. Itaú registro una baja de presión de 600 psi, sin haber reportado producción alguna, mientras que San Alberto presentó una caída de presión por el orden de los 764 psi.

Brasil acaba de anunciar que desde mediados de julio demandará 30 millones de metros cúbicos diarios de gas natural.

Bolivia mostró en la última década su potencial hidrocarburífero con el aumento de sus reservas de 5.7 Trillones de Pies Cúbicos (TCFs) desde 1997 a 52.35 TCFs entre Reservas Probadas y Probables de Gas Natural y de 200,9 Millones de Barriles (MMBbl) a 856.6 MMBbl) entre Reservas Probadas y Probables de Petróleo Crudo, hasta diciembre de 2005.

Desde el año 2000, el país ha venido cumpliendo el contrato de compraventa de gas natural al Brasil, llegando a exportar un promedio de 27 MMMCD el último año de un contrato de 30 MMMCD (GSA); asimismo esta exportando cerca de 5 MMMCD de gas natural a la Argentina de un total comprometido de 27,5 MMMCD, que debería elevarse paulatinamente a partir del año 2010.

La producción nacional de hidrocarburos actualmente llega aproximadamente 50.000 Bbld de petróleo crudo, de los cuales 46.000 Bbld se consumen en mercado interno y 4.000 Bbld para la exportación, más una cantidad aproximada de 5.000 Bbld de crudo reconstituido (la sumatoria del crudo reducido producido por las refinerías mezclado con gasolina para posibilitar su transporte por el Oleoducto Sica Sica - Arica).

La proyección sobre la exportación de gas natural es la siguiente: al Brasil 30 MMCD, a Cuiabá 2,5 MMCD, a la Argentina 27,5 MMCD. Para el mercado interno la provisión de gas natural indica 8 MMCD para la explotación de los yacimientos de hierro que tiene el país en el Mutún; mientras que el mercado interno demandará aproximadamente hasta 5 MMCD por año. ¿Con una reducción de las reservas de gas, habrá provisión asegurada?, el Gobierno tiene la palabra.

Mientras Evo Morales se toma tiempo para responder, desde Brasil el Presidente de Petrobras, Sergio Gabrielli declaró que Bolivia necesita nuevas inversiones para poder ampliar y cubrir sus obligaciones contractuales de suministro de gas.

De acuerdo con Sergio Gabrielli, presidente de Petróleo Brasileiro S.A. (Petrobras), Bolivia tiene actualmente una capacidad de producción de 40 millones de metros cúbicos de gas al día. De esa cantidad, la nación andino - amazónica exporta unos 24 millones de metros cúbicos al día a Brasil y entre seis a siete millones de metros cúbicos diarios a Argentina, mientras Bolivia consume unos cuatro millones de metros

cúbicos diariamente, dijo Gabrielli durante un foro sobre gas en Sao Paulo, según indicó un despacho del servicio privado de noticias Agencia Estado.

Petrobras, que produce en Bolivia unos 17 millones de metros cúbicos de gas diarios, necesitará destinar unos 200 millones de dólares en los próximos 30 años para mantener los actuales niveles de producción, dijo Gabrielli, según Agencia Estado.

Los competidores de Petrobras en Bolivia podrían aumentar su producción en unos 10 millones de metros cúbicos diarios con el desarrollo de campos de gas ya descubiertos, agregó el ejecutivo. Posibles nuevas inversiones de Petrobras en Bolivia dependerán del riesgo de la tasa de retorno del desembolso, precisó el ejecutivo

*Fuente: Energy Press*

## **2. Chile se convertirá en exportador de gas natural licuado a la Argentina**

La operación se haría en los primeros años de existencia del proyecto LNG Quintero y por el sobrante entre consumo y lo que se recibirá. Operando a plena capacidad, la planta de Gas Natural Licuado (LNG por sus siglas en inglés) sería capaz de producir unos 18 millones de metros cúbicos de gas natural diarios, y la zona central chilena necesita para abastecer unos 6,5 millones, cubriendo los requerimientos de clientes residenciales, industriales y generadoras de electricidad.

Según los cronogramas el proyecto de LNG chileno estará en operaciones en el segundo trimestre de 2009 y, actualmente, lleva consultas internacionales para lograr una inversión de \$US 940 millones.

Chile podría transformarse en los próximos años y antes de fines de la década en una nación que exporte gas a... Argentina.

Este sorprendente análisis reproducido por el importante cotidiano chileno El Mercurio, en su sección de Economía y Negocios, indica que la conversión de Chile desde un temeroso importador de gas que ve amenazada todos los días su seguridad energética por la inestabilidad de la producción argentina y el diferendo marítimo con su vecino Bolivia, ha comenzado a registrar tendencias favorables por las conversaciones preliminares entre el "pool" de consumidores de Gas Natural Licuado (LNG por sus siglas en inglés), y la empresa francesa Total, accionista mayoritaria del ducto GasAndes que une a los dos países y abastece con el combustible a la zona central del país.

El gasoducto, un dichado de malos entendidos políticos desde el inicio de su construcción en 1995, une con sus 610 Km., a Argentina y Chile y comenzó a prestar sus servicios hace una década. El sistema de transporte GasAndes, propiedad de la francesa Total que también lo opera, tiene en la actualidad permisos de exportación de gas natural argentino por 8,3 millones de metros cúbicos diarios (MMmcd), aunque en la práctica durante el último mes sólo ha estado transportando un promedio de 1,5 MMmcd, lo suficiente sólo como para satisfacer el abastecimiento del consumo domiciliario de la Región Metropolitana del Gran Santiago.

Mientras tanto en Chile, todas las centrales eléctricas que operaban a gas ahora lo están haciendo con diésel al igual que todo el parque industrial capitalino.

## PROYECTO CHILENO DE LNG QUINTERO

Según los cronogramas el proyecto de LNG chileno estará en operaciones en el segundo trimestre de 2009 y, actualmente, lleva consultas internacionales para lograr una inversión de \$US 940 millones para un proyecto de puerto, planta regasificadora y conexiones a los ductos que se dirigen a Santiago, Valparaíso - Viña del Mar y las centrales de ciclo combinadas ubicadas en Quillota: Nehuenco y San Isidro.

Originalmente el proyecto estima una capacidad de 18 MMmcd de gas natural. Sin embargo, Metrogas, Endesa y Enap, que son el "pool" de consumidores, tienen una demanda de 6,5 MMmcd en la primera etapa. Así quedan disponibles del orden de 11,5 MMmcd, algo así como el 10% del consumo argentino y que es factible que en una primera etapa se pueda exportar.

GasAndes es una sociedad en la cual participan la francesa Total con el 56,5% y con porcentajes menores Aes Gener, Metrogas y Compañía General de Combustibles de Argentina. Opera un ducto de 610 kilómetros desde la localidad de La Mora (Argentina) y San Bernardo, en Chile.

A futuro, Chile podría cortar la dependencia con la Argentina, su único proveedor de gas natural, y adquirir gas natural licuado desde cualquier parte del mundo para abastecer una amplia red de gasoductos, industrias y generadoras de electricidad.

El proyecto de LNG, con una inversión del orden de \$US 940 millones, contempla la construcción de un puerto que recibirá el gas licuado, una planta regasificadora y las conexiones a los ductos que redirigirán el hidrocarburo, según la Empresa Nacional de Petróleo (Enap).

Uno de estos será el gasoducto GasAndes, que abastece de forma mínima a la zona central chilena, y por el cual se estudia exportar a la Argentina parte del gas natural sobrante que genere la futura planta de LNG.

Según estimaciones preliminares, el remanente sería del orden de los 11,5 MMmcd, equivalente al 10% del consumo argentino actual.

Operando a plena capacidad, la planta de LNG sería capaz de producir unos 18 MMmcd de gas natural, y la zona central chilena necesita para abastecer unos 6,5 MMmcd, cubriendo los requerimientos de clientes residenciales, industriales y generadoras de electricidad.

La planta de LNG comenzó a construirse el pasado 16 de mayo, después de ser anunciada a mediados de 2004 por el entonces presidente Ricardo Lagos, cuando se iniciaron los recortes en los envíos de gas natural a Chile desde la Argentina.

Inicialmente estaba prevista una inversión de \$US 400 millones, mientras que su entrada en operaciones se esperaba para mediados del próximo año, con una capacidad de procesamiento diaria de 5,7 millones de metros cúbicos de gas.

Pero una ampliación a más del doble de su capacidad y de su vida útil, fijada ahora en 20 años, ampliaron además del plazo de construcción, su costo, ahora estimado en \$US 940 millones, para una producción de 18 MMmcd.

"Antes se hablaba de una cierta capacidad de almacenamiento, la que aumentó significativamente y obviamente eso tenía que implicar mayores costos", dijo el ministro de Energía chileno, Marcelo Tokman.

La construcción de la planta fue adjudicada a Chicago Bridge & Iron Co (CBI), con sede en Texas (EEUU). El contrato incluye los trabajos de ingeniería, construcción del sistema de regasificación y envío, además de un puerto con instalaciones de descarga y tres tanques de almacenamiento de gas natural licuado.

El suministro está asegurado a un pool de consumidores compuesto por cuatro empresas: la energética británica BG Group Plc -que posee el 40% del Terminal- la petrolera estatal ENAP, la generadora Endesa Chile y la distribuidora de gas Metrogas, con un 20% cada una.

*Fuente: El Mercurio de Chile*

### **3. Comentario a las observaciones del Presidente a la “Ley de Desarrollo Sostenible del Sector Hidrocarburos” (DSSH)**

#### **1. Antecedentes**

La Ley DSSH fue fruto de un acuerdo entre oficialismo y oposición con el fin de destrabar la aprobación de los Contratos de Operación firmados por YPFB con las empresas petroleras, cuyo trámite había sido complicado por el propio YPFB. Por tanto la Ley DSSH pretende incorporar las observaciones de forma y de fondo de la oposición a esos contratos.

Ahora bien, las observaciones a la ley DSSH por parte del Presidente de la Republica podrían significar un desconocimiento y una violación de un acuerdo político que viabilizó la aprobación de los contratos, actitud criticable desde el punto de vista de la credibilidad política. Sin embargo, habrá que analizar si las observaciones son legales, en términos constitucionales, y sensatas, en cuanto buscan evitar problemas posteriores.

#### **2. Comentario sobre la forma**

La Ley DSSH fue legalmente sancionada el 19 de abril de 2007 por el Congreso, pero la carta del Presidente de la Republica con las observaciones a esa ley fue recibida en la Vicepresidencia el día 11 de mayo de 2007, o sea 22 días después de su sanción.

Ahora bien, el art. 76 de la Constitución Política del Estado concede al Presidente de la Republica diez días para observarla, caso contrario la ley será promulgada por el Presidente del Congreso. De modo que pasaron 22 días desde la sanción hasta el envío de las observaciones, razón por la cual la carta del Presidente de la Republica no tendría fuerza legal.

Sin embargo, existen dos salvedades. La primera es que los diez días corren desde el momento en que la ley sancionada es entregada, se entiende por correspondencia, a la Presidencia de la República. Si, por un descuido del Presidente del Congreso, se necesitaron doce días para que cuatro hojas de papel cruzaran los 50 metros que separan el Congreso del Palacio Quemado, el propio Vicepresidente, un experto en asuntos epistolares, deberá explicar ese singular récord, sin apelar al veto a la altura, siendo que, en muchos casos, el Presidente Evo Morales promulgó de madrugada leyes sancionadas el día o la noche anteriores.

La otra salvedad constitucional es que el Congreso se encontrara en receso, en cuyo caso el Presidente de la República tenía que publicar, de todos modos, sus observaciones para que se trataran en la siguiente legislatura (CPE art. 76, inc. II). Pero eso no sucedió.

Finalmente las observaciones, al margen de su motivación y explicación, deberían ser presentadas en forma de artículos sustitutivos, para permitir al Congreso votar su aceptación o rechazarlos. Esto no sucede con la carta enviada por el Presidente de la República, en la cual se mezcla la redacción alternativa de artículos con comentarios y sugerencias generales de modificaciones.

### 3. Las observaciones del Presidente.

La primera observación se refiere a la exclusión de la actividad extractiva sujeta a Contratos de Operación del SURTAX (art. 51 bis de la Ley 843), exclusión sancionada en el Primer Artículo de la Ley DSSH. La observación radica en la eventualidad de que precios y volúmenes de exportación “aumenten más de lo comprometido” generando ganancias extraordinarias, de manera que no corresponde la exclusión aprobada en la ley DSSH.

Ahora bien esa exclusión no fue fruto de una maniobra de la oposición para favorecer a las empresas transnacionales, sino la aplicación pura y simple del primer inciso del Anexo F, que a la letra dice:

I: La Participación de YPFB establecida en este Contrato reemplazará la “alícuota adicional a las utilidades extraordinarias por actividades de recursos naturales no renovables” establecida en el Artículo 51 bis de la Ley 843 en el caso de que ésta sea derogada, no siendo dicha participación de aplicación hasta ese momento.

De acuerdo al párrafo anterior, que es parte integrante de los Contratos de Operación firmados por YPFB y sancionados mediante leyes promulgadas por el Presidente Evo Morales, la Participación de YPFB se aplicaría desde el momento en que el Surtax fuera derogado o, de no darse esa derogatoria, se mantendría el Surtax, pero no habría Participación de YPFB.

En otras palabras el Estado ha acordado con las empresas petroleras que éstas transfieran un porcentaje de sus utilidades a YPFB, determinado por las tablas del Anexo F, a cambio de la derogatoria del Surtax. Si el Surtax no se deroga (por lo menos en lo que se refiere a los Contratos de Operación), no hay Participación de YPFB y, probablemente, tampoco hay Surtax.

En conclusión la observación obliga a modificar los contratos (¡a menos de un mes de su suscripción!), con el fin de mitigar el error inconcebible de aprobar tablas de participación de YPF con porcentajes decrecientes con los volúmenes producidos.

La segunda observación del Presidente apunta a excluir cualquier revisión de las inversiones comprometidas en el Plan de Desarrollo, revisión o reformulación que podría darse en función de la evolución de los mercados internos y externos.

La observación es desacertada en cuanto las condiciones de comercialización pueden cambiar de un año a otro y tener que ajustarse al interés nacional. De hecho, los Contratos de Operación firmados distan mucho de ser perfectos y el Estado debería reservarse el derecho de modificar el Plan de Desarrollo en función de su interés y en fuerza de la soberanía que ejerce sobre los recursos hidrocarburíferos.

La tercera observación apunta al art. 3ro. de la Ley DSSH que establece una prioridad del abastecimiento del mercado interno y la promoción (no prioridad) de la industrialización. De acuerdo a la observación, con ese artículo “se permitiría a las compañías deslindar sus responsabilidad con el Mercado Interno”, cuando en realidad han sido los Contratos de Operación los que no han establecido obligaciones claras de las compañías para con el Mercado Interno, más allá del subsidio de 13\$ por barril que reciben los campos pequeños y marginales. Las consecuencias de esa omisión las estamos viviendo con el desabastecimiento de diesel oil, fuel jet, I GLP y el mismo gas metano. En el fondo, la observación parece dirigida a garantizar el cumplimiento de los compromisos contractuales de exportación, aun en desmedro del abastecimiento interno.

También el art. 4 de la Ley DSSH ha sido observado. En este caso, sin embargo, la observación parece más de forma que de sustancia, ya que responde a la exigencia que hace la ley de normas y procedimientos claros para la tipificación y aprobación de los Costos Recuperables. Aun así, no se elimina el alto grado de discrecionalidad que puede existir en el reconocimiento de los Costos Recuperables.

La quinta observación, dirigida al art. 6 de la Ley DSSH (obsérvese que el art. 5 es el único sin observaciones), es también de forma y se refiere al periodo de publicación de la información relacionada con los Costos Recuperables. Se pide que la publicación sea semestral en lugar de trimestral, debido a la copiosidad de los datos, lo que parece razonable en vista de las deficiencias que tienen las instituciones del sector en transparentar la información que debería ser pública. Adicionalmente, se pide incorporar el tema de Salud Ocupacional en el inc. 7 del mismo art. 6.

La última observación surge del art. 7 de la Ley DSSH. El Presidente de la Republica pide mantener abierta la posibilidad que, algún día, YPFB tenga la capacidad de certificar las reservas nacionales de hidrocarburos, sin tener que recurrir a empresas especializadas contratadas mediante licitación internacional. ¡Soñar no cuesta nada!

#### 4. Conclusión

Mas allá de la polémica que se arrastra entre el Poder Ejecutivo y la oposición en torno a los Contratos de Operación, habrá que ver si el Congreso, que cuenta con una mayoría aplastante del MAS, aprobará, como en otros casos, las observaciones del Presidente de la República a fardo cerrado o optará, esta vez, por analizar

cuidadosamente el origen y el alcance de esas observaciones en función del interés del país, siempre y cuando las mismas se ajusten a los plazos constitucionales.

Fuente: Fransesco Zaratti para EPB



**Tel: 591 2 278 5052**

**Fax: 591 2 278 7898**

**Av. 14 de Septiembre # 5080**

**Edición a cargo de: Karina Zelaya C.**

**[www.institutoprisma.org](http://www.institutoprisma.org)  
[institutoprisma@gmail.com](mailto:institutoprisma@gmail.com)**