

**RESOLUCIÓN ADMINISTRATIVA ANH N° 0343/ 2010**

La Paz, 23 de Abril de 2010

**VISTOS Y CONSIDERANDO**

Que ante la emergencia de los problemas de abastecimiento de gas natural en el sector occidental del país en el área de influencia del Gasoducto al Altiplano (**GAA**), originados por la creciente demanda del citado hidrocarburo frente a la capacidad que ofrecía dicho gasoducto, a través de lo dispuesto por los artículos segundo y tercero de la Resolución Ministerial N° 001/2005 de 5 de octubre de 2005, se creó la Comisión Interinstitucional de Coordinación para el Suministro de Gas Natural para los Departamentos de Cochabamba, Oruro y La Paz (**COMISION**) con el objeto de coordinar, efectuar el seguimiento y apoyo en la tarea de encontrar las mejores soluciones para equilibrar la oferta y demanda de gas natural sin que ello signifique ejercer atribuciones y competencias propias de la autoridad pública correspondiente ni las que los actores de la cadena tengan individualmente.

Que la **COMISION** se encuentra presidida por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (Ex Superintendencia de Hidrocarburos) (**ANH**) y conformada por : la Autoridad de Fiscalización y Control Social de Electricidad (Ex Superintendencia de Electricidad) (**AE**), la Empresa Petrolera YPFB Andina S.A. (Ex **ANDINA**), YPFB Transporte S.A. (Ex Transredes – Transporte de Hidrocarburos S.A.), el Comité Nacional de Despacho de Carga (**CNDC**), Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos (**YPFB** – que ahora también comprende a la Ex Empresa Cochabambina de Gas **EMCOGAS** y la Ex Empresa Sucrense EMDIGAS), la Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A. (**VH**), la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A. (**COBEE – KENKO**), YPFB Refinación S.A. (**YPFB Refinación**) y la Cámara Nacional de Industrias (**CNI**).

Que el sistema **GAA** es sensible al consumo de las empresas SOBOCE, COBOCE, Empresa Metalúrgica VINTO y Cámara Nacional de GNV, razón por la cual las mismas participaron de las reuniones.

Que en mérito a la Resolución Urgente dispuesta a través de la Resolución Administrativa SSDH N° 1170/2005 de 2 de septiembre de 2005 y Auto de 5 de septiembre de 2005, la **ANH** interviene en la distribución del consumo de gas natural a través del **GAA** a fin de precautelar el abastecimiento del mercado interno y la sostenibilidad del sistema de transporte de hidrocarburos por ductos en la región occidental del país.

**CONSIDERANDO**

Que a partir del mes de Noviembre de 2005 se llevaron a cabo las reuniones de la **COMISION** del **GAA** en las cuales se realizó seguimiento del avance de la ampliación de la segunda fase del **GAA** y se asignaron los volúmenes de consumo, consensuados por los involucrados.

Que en Septiembre de 2006, la **COMISION** determinó elaborar un Informe Final de Actividades de la Comisión, el mismo que fue presentado al Ministro de Hidrocarburos mediante nota SH 7789 DTD 1187/2006, de fecha 4 de octubre de 2006. En este informe, la Comisión con la finalidad seguir velando por el abastecimiento de gas natural en el occidente del país, impuso a los consumidores del **GAA**, la tarea de determinar las proyecciones de su demanda de gas natural para el período 2006-2015. Esta estimación fue coordinada con todos los usuarios: Generadores de energía eléctrica, Industriales, GNV, Comercial y Domiciliario

Que para la proyección de la demanda se contempló, el crecimiento demográfico, el de la actividad industrial (PIB), comercial, sector eléctrico, doméstico y de gas natural para vehículos. Dicho informe señala, que sin embargo, dada la política de masificación e industrialización en el uso del gas natural impulsada por el gobierno nacional, es necesario cuantificar esta demanda de los nuevos proyectos, de gran o mediana envergadura, que utilizan gas natural en los próximos años. Asimismo, el informe indica que se deberán considerar las políticas regionales de masificación de gas en las provincias del occidente del país las cuales deberán estar respaldadas con proyectos y recursos aprobados.

Que los cuadros de la proyección de la demanda elaborados por la comisión establecen los siguientes volúmenes totales de demanda máxima y demanda promedio de gas natural para el **GAA**

**DEMANDA MÁXIMA (Expresada en MMPCD)**

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
84,99	99,02	122,20	143,27	149,25	156,41	178,24	196,55	202,87	208,84



### DEMANDA PROMEDIO (Expresada en MMPCD)

2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014	2015
75,38	90,70	114,45	133,60	137,41	142,56	160,64	177,06	181,77	186,16

Que así mismo, el referido Informe señala que no existe una planificación centralizada vinculante del sector eléctrico y las expansiones de generación que están determinadas por inversiones privadas, en ese sentido, el sector eléctrico presentó dos escenarios de expansión más probables en dicho sector.

Que en las conclusiones del mencionado informe se señalaba que en base a las proyecciones del consumo del **GAA** realizadas, se preveía que el escenario a presentarse durante las próximas gestiones sería **más crítico** que el actual, y que los racionamientos emergentes afectarán a un mayor número de empresas industriales, generadoras eléctricas, estaciones de GNV e inclusive al sector domiciliario. Así mismo, señalan que se demostró que la Fase 2 de ampliación del ducto **GAA** solo ha servido para atender la actual demanda, incluso con restricción para YPFB, por lo que, se recomendó la priorización de la ampliación de la capacidad de transporte e la red nacional de gasoductos, recomendando asimismo la realización de una planificación energética nacional coordinada entre los sectores de hidrocarburos y electricidad, que optimice el uso de los recursos y garantice su abastecimiento, que considere las políticas del gobierno en el corto y mediano plazo.

### CONSIDERANDO

Que en el año 2006 la **COMISION**, realizó una proyección de la demanda de gas natural para el período 2006 – 2015, considerando los requerimientos de los agentes y las expansiones de capacidad del gasoducto **GAA** previstas así como el cronograma de construcción del Gasoducto Carrasco – Cochabamba **GCC**.

Que los proyectos de ampliación del **GAA** así como la construcción del gasoducto **GCC** no fueron cumplidos conforme estaban considerados en la proyección, razón por la cual la demanda prevista no pudo ser verificada, siendo los datos observados inferiores a los proyectados. Esta diferencia en el consumo de gas natural entre lo proyectado y lo ejecutado es sustancial y modifica además el nivel para la ruta de crecimiento de la demanda hacia adelante, afectando las previsiones futuras de demanda.

Que el Plan de Gobierno considera como uno de los ejes fundamentales, el cambio de la matriz energética y ello implica un impulso fuerte al consumo de gas natural domiciliario y para uso vehicular como GNV. Asimismo los planes de ampliación de sus instalaciones de las empresas industriales que son grandes consumidores de Gas natural. Todo esto implica un incremento futuro en el consumo de gas natural que no se encontraba considerado en la anterior proyección.

Que en reunión de fecha 13 de febrero de 2009, correspondiente a la primera reunión de la **COMISION** en la Gestión 2009, se acordó conformar una subcomisión que se encargue del análisis profundo de los volúmenes proyectados de gas natural para los siguientes 5 años, misma que estaba conformada por las siguientes empresas e instituciones: siendo coordinadora la Cámara Nacional de Industrias: Comité de Despacho de Carga, YPFB Transporte, Autoridad de Fiscalización y Control Social de la Electricidad, Cámara Nacional de Industrias, Distribuidoras de Gas Natural YPFB, EMCOGAS (actualmente YPFB Distribución Cochabamba), EMDIGAS (actualmente YPFB Distribución Sucre), YPFB Distribución de La Paz y Oruro y Ministerio de Hidrocarburos y Energía.

Que el informe Final de la Proyección de la Demanda de Gas Natural para el Occidente del País 2009-2014, fue entregado a la Agencia Nacional de Hidrocarburos el mes de diciembre de 2009 mediante nota **CNI-UAE No 0904-2009** de fecha 9 de diciembre de 2009, y remitido a todos los miembros de la Comisión del GAA, para que hagan conocer sus observaciones.

Que para la proyección de la demanda de gas natural, la subcomisión consideró los documentos de planificación nacional: Estrategia Boliviana de Hidrocarburos, elaborada por el Ministerio de Hidrocarburos y Energía; Plan de Desarrollo Energético, en elaboración por el Viceministerio de Energía y el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC); Plan Optimo de Expansión del SIN. Elaborado por el Viceministerio de Energía y el Comité Nacional de Despacho de Carga (CNDC) como documento base para la planificación del sector eléctrico.

Que la información utilizada para la elaboración de la proyección fue provista por los agentes que conformaron la subcomisión: YPFB Transporte, YPFB Distribución, Refinería, Empresa Metalúrgica Vinto, Comité Nacional de Despacho de Carga CNDC, Cámara Nacional de Industrias.



Que la proyección muestra el Consumo estimado en los departamentos de Cochabamba, Oruro y La Paz, y en cada uno de ellos se tiene abierto por categorías: Redes de gas (Consumo Comercial y Doméstico, Categoría Industrial, GNV (a pesar de que corresponde a la categoría industrial se proyecta por separado), Sector eléctrico, especificando el nombre de la empresa que es consumidora de gas en cada locación: Valle Hermoso en el caso de Cochabamba, COBEE y otros en el caso de La Paz previendo la incorporación de nuevas unidades generadoras que no pertenezcan necesariamente a COBEE y los grandes consumidores industriales se encuentran identificados con su respectiva razón social.

Que entre sus conclusiones, el informe señala que debido a la capacidad de transporte del Gasoducto al Altiplano en el tramo Parotani – Senkata **existirá una fuerte congestión para el año 2011** que se aliviará con el ingreso del proyecto GAA Fase III C. **Esto hace que este represente la ruta crítica para resolver el problema de congestión previsto para el 2011.**

Que por su parte, el balance de gas natural en el punto de retiro de Parotani muestra un déficit en la capacidad de inyección al sistema de 17 MMpcd para el año 2011, el cual persistiría hasta el ingreso en operación comercial del GCC en sus tres tramos, con su capacidad de transporte total de 120 MMpcd.

Que así mismo, el informe indica que considerandoc que el tramo Parotani- Senkata se nutre del flujo de gas natural proveniente e Río Grande, Percheles y Carrasco, **es necesario que la ampliación del GCC y del GAA Fase III C concluyan simultáneamente**, y finalmente señala que en síntesis el déficit promedio/día que se muestra en el cuadro de proyección para el año 2011, no debe leerse como una crisis coyuntural sino que es un proceso de congestiónamiento de los gasoductos, que persistirá hasta que se concluyan las obras de la ruta crítica: la construcción del GCC (en sus tres tramos) y la ampliación GAA Fase III C.

#### **CONSIDERANDO**

Que en la primera reunión de la **COMISION** correspondiente a la gestión 2010, se llevó a cabo el 15 de enero de 2010, YPFB Transporte realizó el análisis de las proyecciones de la demanda realizada por la subcomisión. Así mismo se acordó que los miembros de la **COMISION** hicieran conocer sus observaciones a la Planilla de Proyección.

Que en la segunda reunión de la gestión 2010, efectuada en fecha 26 de marzo, al no haber recibido ninguna observación por parte de los miembros de la Comisión y después de un análisis y deliberación, **la Comisión de forma unánime dio su conformidad a la Planilla de Proyección de la Demanda de Gas Natural del 2010 al 2014**, que fue elaborada por la subcomisión incluyendo una nota al final, la misma que deberá ser aprobada mediante la correspondiente Resolución Administrativa por la Agencia Nacional de Hidrocarburos (ANH) a los fines consiguientes.

Que al respecto, la Dirección de Transporte por Ductos mediante Informe Técnico DTD 131/2010 de 20 de abril de 2010, recomienda aprobar la Planilla de Proyección de la Demanda de Gas natural para el Occidente del País correspondiente al período 2009-2014, a través de la Resolución Administrativa correspondiente.

#### **CONSIDERANDO**

Que el artículo 4 de la Ley N° 3058 de 18 de mayo de 2005, reconoce el valor del Gas Natural y demás hidrocarburos como recursos estratégicos y dispone a través del artículo 9 que el Estado a través de sus órganos competentes, en ejercicio y resguardo de su soberanía, establecerá la Política Hidrocarbúfera del país en todos sus ámbitos, buscando en lo integral el bienestar de la sociedad en su conjunto.

Que conforme lo establece el inciso K) del artículo 10 de la Ley N° 1600 del Sistema de Regulación Sectorial, concordante con los incisos a), i), g), j), La **ANH** se encuentra facultada para realizar los actos que sean necesarios para el cumplimiento de sus responsabilidades.

#### **CONSIDERANDO**

Que en virtud a lo dispuesto en el artículo 138 del Decreto Supremo No. 29894 de 7 de febrero de 2009, que determinó la Estructura Organizativa del Órgano Ejecutivo del Estado Plurinacional, se emitieron las Resoluciones Administrativas SSDH No. 0474/2009 de 6 de mayo de 2009 y ANH No. 0475/2009 de 7 de mayo de 2009, mediante las cuales se adecuó el cambio de nombre de la Superintendencia de Hidrocarburos por el de Agencia Nacional de Hidrocarburos.

#### **POR TANTO**

El Director Ejecutivo Interino de la Agencia Nacional de Hidrocarburos (Ex Superintendencia de Hidrocarburos del Sistema de Regulación Sectorial), en uso de las facultades conferidas por Ley,

**RESUELVE:**

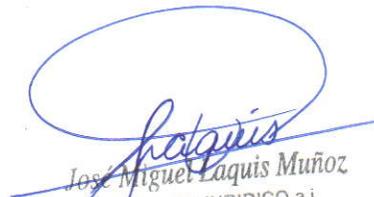
**UNICO.-** Aprobar la Planilla de Proyección de la Demanda de Gas Natural para el Occidente del País correspondiente al Periodo 2009-2014, conforme a lo dispuesto por la Comisión Interinstitucional de Coordinación para el Suministro de Gas Natural para los Departamentos de Cochabamba, Oruro y La Paz, que forma parte integrante de la presente Resolución Administrativa como anexo.

Notifíquese por cédula a la Autoridad de Fiscalización y Control Social, al Comité Nacional de Despacho de Carga, a la Empresa Petrolera YPFB Andina S.A., a YPFB Transporte - Transporte de Hidrocarburos S.A., a Yacimientos Petrolíferos Fiscales Bolivianos, a la Empresa Eléctrica Valle Hermoso S.A., a la Compañía Boliviana de Energía Eléctrica S.A., a la Cámara Nacional de Industrias, a las empresas SOBOCE, COBOCE, a YPFB Refinación S.A. y al Ministerio de Hidrocarburos y Energía de conformidad con lo previsto por el inciso b) del artículo 13 del Reglamento de la Ley de Procedimiento Administrativo para el Sistema de Regulación Sectorial – SIRESE aprobado por Decreto Supremo N° 27172 de 15 de septiembre de 2003. A tal efecto, habilítense días y horas extraordinarias.



Ing. Guido V. de la Cruz  
DIRECTOR EJECUTIVO a.i.  
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

Es Conforme:



José Miguel Laquis Muñoz  
DIRECTOR JURIDICO a.i.  
AGENCIA NACIONAL DE HIDROCARBUROS

ANEXO

PROYECCION DE CONSUMO DE GAS NATURAL						
	2.009	2.010	2.011	2.012	2.013	2.014
<b>Consumo en Cochabamba</b>						
Redes de Gas Cbba	1,34	1,50	1,68	1,86	2,04	2,22
Industrial Cbba	5,58	5,91	6,27	6,65	7,04	7,47
GNV - Cbba	16,08	18,83	21,81	25,01	28,43	32,08
Coboce	4,50	4,50	9,40	9,40	9,40	9,40
Valle Hermoso	23,10	19,50	17,70	15,90	15,90	15,90
Refinería	6,00	6,00	8,80	9,30	10,80	10,80
<b>SUB TOTAL</b>	<b>56,60</b>	<b>56,25</b>	<b>65,66</b>	<b>68,12</b>	<b>73,62</b>	<b>77,86</b>
Previsión 5% no eléctrico	1,67	1,84	2,40	2,61	2,89	3,10
<b>TOTAL COCHABAMBA</b>	<b>58,27</b>	<b>58,09</b>	<b>68,06</b>	<b>70,73</b>	<b>76,50</b>	<b>80,96</b>
<b>Consumo en Oruro</b>						
YPFB Oruro	0,78	0,82	0,86	0,90	0,94	0,98
Industrial Oruro	1,82	1,87	1,93	1,99	2,05	2,11
GNV-Oruro	0,37	0,48	0,61	0,76	0,94	1,15
Vinto	1,98	2,02	4,48	4,48	4,48	4,48
<b>SUB TOTAL</b>	<b>4,95</b>	<b>5,19</b>	<b>7,88</b>	<b>8,13</b>	<b>8,41</b>	<b>8,72</b>
Previsión 5% no eléctrico	0,25	0,26	0,39	0,41	0,42	0,44
<b>TOTAL ORURO</b>	<b>5,20</b>	<b>5,45</b>	<b>8,27</b>	<b>8,54</b>	<b>8,83</b>	<b>9,15</b>
<b>Consumo La Paz</b>						
Cobee y otros	5,20	8,80	10,60	12,40	12,40	12,40
Soboce	7,50	9,10	9,10	9,10	9,10	9,10
YPFB La Paz	2,44	2,74	3,04	3,32	3,62	3,94
Industrial La Paz	8,37	8,79	9,23	9,69	10,17	10,68
GNV La Paz	5,38	6,91	8,74	10,91	13,44	16,38
<b>SUB TOTAL</b>	<b>28,89</b>	<b>36,34</b>	<b>40,71</b>	<b>45,41</b>	<b>48,74</b>	<b>52,51</b>
Previsión 5% no eléctrico	1,18	1,38	1,51	1,65	1,82	2,01
<b>TOTAL LA PAZ</b>	<b>30,07</b>	<b>37,71</b>	<b>42,21</b>	<b>47,07</b>	<b>50,55</b>	<b>54,51</b>
<b>TOTAL DEMANDA</b>	<b>93,55</b>	<b>101,25</b>	<b>118,54</b>	<b>126,33</b>	<b>135,88</b>	<b>144,62</b>
<b>CAPACIDAD DE TRANSPORTE</b>						
<b>TOTAL INYECCION</b>	<b>97,4</b>	<b>108,1</b>	<b>108,1</b>	<b>165,0</b>	<b>165,0</b>	<b>165,0</b>
Estación Río Grande + Percheles	75,1	75,1	75,1	45,0	45,0	45,0
Gasoducto GTC	-	-	-	-	-	-
Aporte Carrasco GCC	22,30	33,00	33,00	120,00	120,0	120,0
<b>CONSUMO PROPIO</b>	<b>6,60</b>	<b>6,89</b>	<b>7,23</b>	<b>6,73</b>	<b>7,16</b>	<b>7,60</b>
Clientes Directos + Comb. Sist. Líquidos	3,70	3,89	4,08	4,28	4,50	4,72
Combustible Rg-Prt	2,30	2,26	2,31	1,39	1,52	1,64
Combustible Prt-Skt	0,60	0,74	0,84	1,06	1,14	1,24
<b>DISPONIBLE CBBA</b>	<b>90,80</b>	<b>101,22</b>	<b>100,87</b>	<b>158,27</b>	<b>157,84</b>	<b>157,40</b>
<b>Déficit - Superavit TOTAL</b>	<b>-2,75</b>	<b>-0,04</b>	<b>-17,67</b>	<b>31,94</b>	<b>21,96</b>	<b>12,77</b>
<b>Balance tramo Parotani - Senkata</b>						
<b>Demanda Oruro y La Paz mas combustible</b>	<b>35,87</b>	<b>43,91</b>	<b>51,32</b>	<b>56,66</b>	<b>60,52</b>	<b>64,90</b>
GAA IIIb fase I	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40	35,40
GAA IIIb fase II		8,00	8,00	8,00	8,00	8,00
GAA IIIb fase III				5,70	5,70	5,70
GAA IIIc				23,10	23,10	23,10
GAA IV					14,30	14,30
GAA V						30,90
Capacidad transporte Prt-Skt	35,40	43,40	43,40	72,20	86,50	117,40
<b>DEFICIT O SUPERAVIT PRT - SKT</b>	<b>-0,47</b>	<b>-0,51</b>	<b>-7,92</b>	<b>15,54</b>	<b>25,98</b>	<b>52,50</b>

NOTA: De acuerdo a los resultados de los últimos planes de expansión en el sector eléctrico se prevé que no existirá la reducción en Valle Hermoso a partir del 2011. En caso dado se reasignarán los volúmenes en función de la disponibilidad de todo el sistema de transporte por ductos.

