



IBERDROLA

8000800453



ACP

2008 JAN 22 PM 3:32

22 de enero de 2008

Mejora Regulatoria

RECIBIDO

Comisión Federal de Mejora Regulatoria

Alfonso Reyes No. 30

Colonia Condesa

C.P. 06140

México, D.F.

Atención: Lic. Carlos García Fernández, *Presidente*

Asunto:

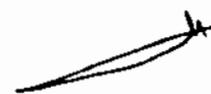
Comentarios a la MIR (en lo sucesivo, la "MIR") del anteproyecto de Resolución por la que se modifica la metodología para la determinación del precio máximo del gas natural objeto de venta de primera mano a que se refiere la directiva sobre la determinación de precios y tarifas para las actividades reguladas en materia de gas natural DIR-GAS-001-1996 (en lo sucesivo, el "anteproyecto de Resolución").

Estimado Lic. García Fernández:

Enertek, S.A. de C.V., en representación de cada uno de sus socios usuarios consumidores de energía eléctrica y térmica, solicita atentamente considerar los siguientes planteamientos a fin de resolver la improcedencia del anteproyecto de Resolución de referencia. Nuestra apreciación es que la MIR en cuestión es inexacta al describir y puntualizar el impacto regulatorio de la Resolución de referencia, cuya implementación no solo implicaría mayores costos de cumplimiento para los consumidores de gas natural sino que además establecería una metodología que presenta severas deficiencias cuando se la compara con la actual:

- a) **Costo de oportunidad y volatilidad del mercado**, El mercado de referencia de Louisiana (Henry Hub) tiene un dinamismo que difiere con el de Texas, derivado de su ubicación e infraestructura y la influencia que en él tienen los mercados financieros y que le inyecta una volatilidad superior. Las desviaciones estándar de estos índices pueden ser similares en periodos particulares pero difieren significativamente en otros. Por otro lado, el costo de oportunidad comercialmente relevante para la determinación del precio del gas natural en México es precisamente el de Texas (punto de importación-exportación de PGPB) por lo que no hace mucho sentido pretender referirlo a un precio que aplica en la zona de Louisiana;

- b) **Actividad del mercado de Louisiana VS Texas y referencia adicional más cara.** Las transacciones físicas de compraventa son las más relevantes para definir el precio del gas en México en base mensual, el cual constituye la mayor parte de las ventas de gas firme de Pemex, y así mismo, de la mayoría del volumen del gas variable. Si se aplica el marco regulatorio propuesto por la CRE de manera integral, los ajustes durante el mes estarían sujetos a muy elevadas penalidades. Cabe mencionar que el anteproyecto de Resolución señala que el mercado Henry Hub permite la contratación de coberturas financieras directas, evitando así la necesidad de contratar diferenciales de mercado (*basis*). Esto resulta falso puesto que la metodología propuesta incorpora el diferencial de Henry Hub a Sur de Texas como parte de la fórmula para determinar el precio del gas natural objeto de ventas de primera mano; Esta situación se empeora al pretender incluir el índice de Tennessee Gas Pipeline que históricamente demuestra ser más caro que el de Tetco. Los Anexos "A" y B de este documento muestran el impacto en los precios del gas utilizando la nueva metodología y comparándola con la actual. El Anexo A muestra los datos en una tabla y el Anexo B los muestra en una gráfica. Para los meses de noviembre y diciembre de 2007, el precio de gas resultante hubiera sido 48 USCents/MMBTU más caro con la metodología propuesta.
- c) **Efecto del cambio en el punto de arbitraje y errores en la nueva metodología.** Cambiar el Punto de Arbitraje tiene un impacto mayúsculo en el precio, y es por esto que por la industria históricamente ha presentado a las diferentes instancias gubernamentales argumentos sólidos para evitar que se autorice este cambio. Al definir la fórmula del ajuste por *netback* el anteproyecto de Resolución aplica erróneamente el concepto de punto de arbitraje para determinar el ajuste aplicable (cuando estamos en modo exportador) al cambiar la definición de punto de arbitraje en perjuicio de los consumidores. La metodología planteada para determinar el ajuste por *netback* aplica de manera similar, independientemente del escenario de importación-exportación, puesto que define el punto de arbitraje en el Sector Golfo, en lugar de ubicarlo en el punto fronterizo (en los límites de la ciudad de Reynosa con el Sur de Texas), como lo hace la metodología actual en el modo de exportación bajo el espíritu del "costo de oportunidad" que se supone debe regir la determinación del precio de gas natural.
- d) **Incongruencia del factor de utilización.** El "*ajuste por netback*" afecta de manera significativa a la mayoría de los consumidores, todos lo que se encuentran al sur del punto de arbitraje actual: Los Ramones. El anteproyecto de Resolución, pretende determinar el *ajuste por netback* aplicando un "factor de utilización" de la capacidad en el Sector Sur de un 40%. Este valor difiere sustancialmente del 85% considerado para la revisión quinquenal más reciente de los cargos de transporte de PGPB.



Además del aumento inicial de costos que esta Resolución representaría, en la primera revisión anual habría un aumento adicional significativo al sustituirse el factor de utilización provisional de 40% por el dato real (85%), el cual implicaría aumentos en las tarifas de transporte de gas natural que pueden superar los 0.30 dólares / MBtu en función de la ubicación del consumidor;

- e) **Aplicación del factor de utilización.** No se percibe una metodología clara que determine en lo sucesivo el factor de utilización y tampoco queda clara su forma de aplicación. La misma Comisión Reguladora de Energía parece no tener claro si este factor multiplica o divide la tarifa de transporte en el Sector Sur. El hacerlo de una u otra manera tiene un impacto muy diferente en la tarifa resultante de los consumidores.
- f) **“Eliminación virtual” del régimen transitorio.** La propuesta Resolución iguala el precio del régimen transitorio al precio del régimen permanente. Esto representa un aumento sustancial en los costos para los consumidores y de alguna manera elimina la posibilidad de elegir entre los dos esquemas que PEMEX y la CRE han planteado en otros anteproyectos de Resolución;
- g) **Cambios regulatorios no autorizados por COFEMER,** La aplicación de esta metodología requiere el cambio de costos de transporte de cargos por trayecto a cargos por Sector tipo “estampilla”, que siguen pendientes de autorización por parte de la COFEMER;
- h) **Indiferencia a los Consumidores,** Los cambios propuestos no atienden las necesidades de los consumidores quienes resultan la parte afectada. Este tipo de resoluciones deberían tomar en cuenta las opiniones de estos antes de ser oficializadas.

Por todo lo anterior, EnerteK S.A de C.V considera solicita a COFEMER respetuosamente que se resuelva la improcedencia del anteproyecto de la Resolución de referencia y que se abra un espacio de discusión en el que participen y se tomen en cuenta las opiniones de los consumidores.

Sin más por el momento y agradeciendo su atención a la presente quedo de usted.

Atentamente,

Antonio Martínez Alienza

EnerteK S.A de C.V

Anexo A

	Precio Reynosa (Metodología Propuesta)	Precio Reynosa (Metodología Actual)	Diferencia Propuesta - Actual
01-Nov-07	6.8500	6.8900	-0.0400
02-Nov-07	7.0000	6.6250	0.3750
03-Nov-07	6.8400	6.5900	0.2500
04-Nov-07	6.4750	5.9800	0.4950
05-Nov-07	6.4750	5.9800	0.4950
06-Nov-07	6.4750	5.9800	0.4950
07-Nov-07	6.5800	6.2250	0.3550
08-Nov-07	7.0400	6.6200	0.4200
09-Nov-07	7.1400	6.5700	0.5700
10-Nov-07	6.6700	6.0100	0.6600
11-Nov-07	6.4500	5.8050	0.6450
12-Nov-07	6.4500	5.8050	0.6450
13-Nov-07	6.4500	5.8050	0.6450
14-Nov-07	6.6900	6.0250	0.6650
15-Nov-07	7.0700	6.1750	0.8950
16-Nov-07	7.0000	5.9100	1.0900
17-Nov-07	7.0700	5.5300	1.5400
18-Nov-07	7.0200	5.5150	1.5050
19-Nov-07	7.0200	5.5150	1.5050
20-Nov-07	7.0200	5.5150	1.5050
21-Nov-07	7.2400	5.9300	1.3100
22-Nov-07	6.6600	5.9050	0.7550
23-Nov-07	6.5250	6.0350	0.4900
24-Nov-07	6.3950	5.9050	0.4900
25-Nov-07	6.3950	5.9050	0.4900
26-Nov-07	6.5250	6.0350	0.4900
27-Nov-07	6.5250	6.0350	0.4900
28-Nov-07	7.3900	7.0600	0.3300
29-Nov-07	7.2700	7.0850	0.1850
30-Nov-07	7.2400	7.0050	0.2350
01-Dic-07	7.0500	6.6550	0.3950
02-Dic-07	6.8750	6.3700	0.5050
03-Dic-07	6.8750	6.3700	0.5050
04-Dic-07	7.0050	6.5000	0.5050
05-Dic-07	6.7000	6.4650	0.2350
06-Dic-07	7.0000	6.7100	0.2900
07-Dic-07	6.7700	6.3550	0.4150
08-Dic-07	6.8950	6.3750	0.5200
09-Dic-07	6.7750	6.2700	0.5050
10-Dic-07	6.7750	6.2700	0.5050
11-Dic-07	6.7750	6.2700	0.5050
12-Dic-07	6.7100	6.4550	0.2550
13-Dic-07	6.8450	6.7050	0.1400
14-Dic-07	6.8150	6.6400	0.1750
15-Dic-07	7.1950	6.9800	0.2150
16-Dic-07	6.6850	6.4650	0.2200
17-Dic-07	6.8150	6.5950	0.2200
18-Dic-07	6.8150	6.5950	0.2200
19-Dic-07	6.7900	6.5350	0.2550
20-Dic-07	6.8800	6.6850	0.1950
21-Dic-07	6.9050	6.6300	0.2750
22-Dic-07	6.7900	6.5250	0.2650
23-Dic-07	6.6250	6.3950	0.2300
24-Dic-07	6.6250	6.3950	0.2300
25-Dic-07	6.6250	6.3950	0.2300
26-Dic-07	6.6250	6.3950	0.2300
27-Dic-07	6.6250	6.3950	0.2300
28-Dic-07	6.5350	6.3750	0.1600
29-Dic-07	6.5200	6.3300	0.1900
30-Dic-07	6.3900	6.2000	0.1900
31-Dic-07	6.3900	6.2000	0.1900

Anexo B

Impacto de Cambio en Metodología

