

MEMORIAS

1er
FORO
SOBRE LA
INDUSTRIA
DEL **GAS**
NATURAL EN
COLOMBIA
Naturgas

338.206

A837m

Ej.1

ASOCIACION COLOMBIANA DE GAS NATURAL

OCTUBRE 1 DE 1998

CENTRO DE CONVENCIONES GONZALO JIMENEZ DE QUESADA

MEMORIAS



er
FORO
SOBRE LA
INDUSTRIA
DEL **GAS**
NATURAL EN
COLOMBIA

Octubre 1 de 1998

INDICE

INSTALACIÓN	2
<i>Dr. Leopoldo Montañez</i> <i>Presidente de Naturgas</i>	
VISION DEL SECTOR DE GAS NATURAL"	3
<i>"Dr. Carlos Rodado Noriega</i> <i>Presidente de Ecopetrol</i>	
VISION DE ECOPETROL Y ECOGAS SOBRE EL DESARROLLO DEL GAS NATURAL	9
<i>Dr. Abner Duarte</i> <i>Presidente de Ecogas</i>	
EXPERIENCIA INTERNACIONAL EN EL FUNCIONAMIENTO DE UN MERCADO DE GAS NATURAL (NOMINACIONES Y TRANSPORTE - HUB)	21
<i>Dr. Denis R. Winegar</i>	
LA REGULACION Y LOS ESQUEMAS INTEGRADOS DE TRANSPORTE DE GAS	27
<i>Dr. Mike Dahlke - Dra. Jane Wilson</i>	
TENDENCIA DE LA REGULACIÓN Y LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN	34
<i>Dr. Raúl García</i>	
DIRECCION DEL MARCO REGULATORIO PARA LA INDUSTRIA DEL GAS EN COLOMBIA	48
<i>Dr. José Camilo Mazur</i> <i>Director ejecutivo de la CREG</i>	
OTROS USOS DEL GAS NATURAL	60
<i>Dr. José Antonio Benítez</i>	
PROPUESTA PARA CONSOLIDAR Y PROMOVER EL DESARROLLO DE LA INDUSTRIA DEL GAS NATURAL	67
<i>Dr. Luis Carlos Valenzuela</i> <i>Ministro de Minas y Energía</i>	
CONCLUSIONES Y AGENDA PARA EL FUTURO	75
<i>Dr. Antonio Celia</i> <i>Presidente del Consejo Directivo Naturgas</i>	

Instalación

*Dr. Leopoldo Montañez
Presidente de Naturgas*

Muy buenos días para todos ustedes. A nombre de la Asociación Colombiana de Gas Natural, Naturgas, quiero que reciban un saludo muy especial y nuestros más sinceros agradecimientos por su asistencia.

Naturgas, como muchos de ustedes lo saben es la asociación que agrupa a los grandes productores de gas natural, a todos los transportadores privados de gas natural y a la mayoría de las empresas distribuidoras. Para hoy hemos preparado una agenda en donde lo que queremos es simplemente reflexionar sobre la industria del gas, conocer las inquietudes tanto de la industria como del gobierno nacional y poder plantear en forma conjunta una estrategia que nos permita asegurar el desarrollo de este energético en beneficio de todos los usuarios. Como decía mi abuelita: "cada día trae su afán", y el afán que hoy traemos es reflexionar, poder plantear inquietudes, y poder encontrar soluciones. Creo que en desarrollo de ese objetivo, el alcance lo vamos a tener a través de cada uno de los conferencistas. De parte de Naturgas, nuestros cuatro invitados internacionales permitirán conocer experiencias en otros países, cómo suceden las cosas por allá, cuáles son las tendencias de los marcos regulatorios, hacia dónde vamos. Del lado de las autoridades nacionales, por supuesto, quisiéramos conocer, en detalle, el planteamiento del nuevo gobierno, cuál será el rol de Ecopetrol, y de Ecogas en esta industria. Por ejemplo, si estuviese dispuesto Ecopetrol a permitir que un tercero comercializara el gas, todo con el ánimo de contribuir a crear más agentes dentro del mercado. Para Ecogas, por ejemplo, sería muy útil entender cuál sería

la seguridad de la expansión de las redes, cuál es su esquema, planeamiento, cuál sería la participación de la industria privada. Asimismo, de la Comisión de Regulación, sería muy útil conocer hacia dónde vamos, qué han pensado, en qué podemos colaborar e todo lo que tiene que ver con el desarrollo del gas y del Marco Regulatorio. Por supuesto, al Señor Ministro de Minas y Energía, con todo respeto, le hemos solicitado que nos colabore en comentarnos su política en materia energética y al mismo tiempo inmerso cómo estará el gas natural. Desde luego, existen varios temas importantes como es el funcionamiento del fondo de solidaridad y distribución del ingreso, que ha pasado de manos del Ministerio de Minas y Energía a la CREG y ahora entendemos que pasó a la FEN. También hay un tema de sumo interés, como es, la posibilidad, aunque inconveniente, de que el impuesto del IVA sea aplicado al consumo de gas natural por parte de las industrias del Comercio. En este punto específico, de debate actual; nosotros creemos que el efecto para Fisco, en ese caso será nulo porque lo que reciba por IVA a este consumo lo va a tener que aportar en los mayores recursos del presupuesto nacional para contribuir a los subsidios. En otras palabras, el IVA tendrá un efecto nulo, pero afectará gravemente el desarrollo de la industria del gas natural.

Por último, el Presidente del Consejo Directivo de Naturgas, podrá resumir lo que discutamos y poder plantear una agenda para el futuro.

Yo creo que con estas palabras de saludo para todos ustedes les deseo el mejor de sus éxitos para el día de hoy, y que puedan compartir con nosotros un cocktail de integración y clausura. De nuevo, muchas gracias para todos ustedes.

VISIÓN DEL SECTOR DE GAS NATURAL"

*"Dr. Carlos Rodado Noriega
Presidente de Ecopetrol*

Quisiera, en primer término, agradecer la invitación que me ha formulado el Presidente y el Consejo Directivo de Naturgas a fin de participar en esta reunión. Me parece de extraordinaria importancia que eventos como este permitan evaluar cuidadosamente el desarrollo de la industria del gas natural en sus diferentes etapas a fin de asegurarle al país y a todos los colombianos que tanto el Gobierno Nacional como el sector privado estamos realmente comprometidos con el desarrollo a mediano y largo plazo de esta industria tan esencial para el bienestar de la sociedad colombiana...

A nivel personal es bien interesante para mí, como Presidente de Ecopetrol recién posesionado, tener la oportunidad de dirigirme a ustedes a fin de darles mis primeras impresiones sobre cómo estamos viendo el sector de gas natural, cuales son sus principales retos, la visión de largo plazo y desde luego cual es la participación que a Ecopetrol le corresponde dentro de este proceso que busca insertar a Colombia en la cultura de la masificación del gas muy cerca al comienzo del tercer milenio.

LAS REALIZACIONES

Durante la década de los años noventa se dieron pasos significativos encaminados a expandir la utilización y el consumo del gas natural en Colombia. La necesidad de incrementar las reservas de gas de la Guajira, condujo al descubrimiento de hidrocarburos gaseosos en la zona del Piedemonte Llanero y los hallazgos de hidrocarburos en el Magdalena Medio; que en ese momento permitían abrigar la

esperanza que la zona central del país se convirtiera en un importante polo de desarrollo en materia de producción de gas. Con el apoyo de los nuevos descubrimientos se incrementaron tanto las reservas probadas como la producción de gas, al pasar las primeras de 3.3 TPC a 6.3 TPC mientras la producción promedio anual pasó de 350 GBTU/D a 587 GBTU/D entre 1990 y 1997, respectivamente.

De igual manera, gracias al esfuerzo gigantesco que desarrolló la Empresa Colombiana de Petróleos, hoy Colombia cuenta con una red de gasoductos troncales que cruza el país de Norte a Sur y de Oriente a Occidente y cuya longitud asciende a 2.700 kilómetros. Si a lo anterior le añadimos la extensión del gasoducto de la Costa Atlántica en cabeza de Promigás, encontramos que Colombia cuenta con una red de gasoductos troncales cercana a 3.600 kilómetros.

Resulta igualmente notable la ampliación de la cobertura en el suministro del gas a poblaciones y usuarios, lo que se puede apreciar al comparar el número de usuarios que se ha incrementado de 300.000 en 1990 a más de 1.440.000 en 1998, que, además, corresponden a 154 poblaciones atendidas. De esa manera el gas natural llega aproximadamente al 15% de la población colombiana.

Adicionalmente, para aquellos que hemos venido siguiendo durante muchos años la evolución del sector eléctrico colombiano y que siempre hemos venido propugnando por un mayor equilibrio entre la componente térmica e hidráulica, es muy satisfactorio contemplar como, gracias a un ambicioso Plan de Masificación de Gas y a las estructuras de comercialización que se pusieron en marcha, hoy en día el país ha pasado de una relación de 85-15 entre hidráulicas y térmicas, en 1990 a una

PRIMER FORO SOBRE
LA INDUSTRIA DEL
GAS NATURAL
EN COLOMBIA

Naturgas
ASOCIACION COLOMBIANA DE
GAS NATURAL

relación de 72-28 en 1997. Esta evolución tan importante de la generación térmica, le permitió a Colombia responder a las exigencias de generación térmica derivadas del fenómeno climatológico del Pacífico, popularmente conocido como fenómeno de El Niño, el más riguroso y difícil del presente siglo, sin haber tenido que racionar un solo día, gracias a la entrada oportuna de los sistemas de generación térmica a base de gas. Desde luego que se presentaron dificultades, interrupciones en el suministro durante algunos períodos críticos, pero también hay que tener en cuenta que el nuevo sistema de producción y transporte de gas, recién puesto en servicio, fue sometido a las más exigentes pruebas operativas, por cuanto la entrada en operación del nuevo sistema se produjo en el momento más crítico del pasado verano. Gracias, repito, a una excelente coordinación de los sectores eléctrico y gas el país pudo afrontar esta dura prueba climatológica sin mayores sobresaltos y angustias.

Como puede observarse entonces, Colombia de manera gradual ha entrado en la era del gas natural, para lo cual el sector energético ha venido incrementando de manera importante la producción de ese hidrocarburo ampliando la red nacional de gasoductos, expandiendo la cobertura a nivel de poblaciones y usuarios y reestructurando el sector eléctrico colombiano, de tal manera que la generación térmica constituye hoy en día un componente importante de la oferta estratégica de electricidad a mediano y largo plazo.

ESTADO ACTUAL DEL SECTOR GAS

Examinemos con algún detalle como vemos desde Ecopetrol el desarrollo del sector gas en las actividades en las cuales esta Empresa participa de manera directa, como son :

exploración, producción y comercialización.

Exploración y Producción

En esta actividad, que constituye sin lugar a dudas la génesis del negocio del gas ha habido realizaciones exitosas, pero otras han sido menos afortunadas. En materia de condiciones contractuales el Gobierno Nacional, a través del Ministerio de Minas y Energía y la Junta Directiva de Ecopetrol han venido introduciendo ajustes importantes en los esquemas de contratación a fin de intensificar la búsqueda de nuevas reservas de gas. Es decir, se recogió un viejo clamor de la industria, de las compañías y de los usuarios en el sentido de diferenciar hasta donde fuera posible las condiciones contractuales que rigen la búsqueda de petróleo de aquellas relacionadas con el gas natural. Una plena diferenciación no siempre es aplicable, por cuanto si bien la prospectividad de las áreas sugiere la presencia de hidrocarburos líquidos en unos casos o hidrocarburos gaseosos en otros, lo cierto es que sólo la perforación con taladro y las posteriores pruebas de producción de los pozos permite definir la naturaleza de los hallazgos. Sin embargo, sí fue posible, como lo mencioné anteriormente, hacer algunas distinciones claras para incentivar la búsqueda del gas teniendo en cuenta las particularidades del negocio de producción, transporte y comercialización de este energético. Algunas de estas modificaciones son :

- Se fijó un período de retención de cuatro años para la búsqueda de mercados para el gas.
- Se amplió el plazo total para exploración y explotación de gas hasta 40 años.
- Reembolso de la inversión exploratoria en términos reales con el 100% del hidrocarburo gaseoso.

- Se amplió la aplicación del factor R para la distribución de la producción.

Gracias a estos necesarios ajustes, se han suscrito nuevos contratos de asociación, entre los cuales vale la pena mencionar los siguientes :

Los contratos de Macuira y Nazareth, localizados entre Santa Marta y Guajira, se otorgaron en asociación a Texaco y a Shell.

Los contratos de Fragata y Galeones localizados entre Urabá y Santa Marta se contrataron con Amoco y Arco respectivamente. Es decir, todo el litoral Atlántico está cubierto por contratos de exploración.

Así las cosas, la pregunta es : Qué le espera al país en términos de posibles nuevas reservas y en términos del desarrollo de las que actualmente tiene descubiertas ? En primer lugar, los nuevos contratos de asociación suscritos permiten vislumbrar una intensiva actividad exploratoria en la Costa Caribe colombiana. Esta región de la patria concentra las mayores probabilidades de hallazgo de nuevas reservas de gas en el corto plazo. La prioridad fundamental será el abastecimiento interno de la Costa y del resto del país, en ese orden. En este contexto, es tan importante el reto exploratorio que Ecopetrol con sus cuatro socios se han trazado la meta de que para el año 2000 se pueda perforar el primer prospecto exploratorio dentro de este nuevo y ambicioso plan.

En lo que se refiere a otras regiones del país y como ya es de conocimiento público, no se tuvo éxito en el desarrollo del contrato de asociación Opón, en la zona del Magdalena Medio. En efecto, una aventura exploratoria que comenzó bajo los mejores

augurios y que había llegado al punto de haber declarado la comercialidad plena del campo Opón con una producción inicial de 100 MPCD, que se esperaba fuese sostenible durante más de quince años y unas reservas probadas descubiertas del orden de 700 GPC, con perspectivas de incrementar tanto las reservas como la producción a partir de nuevas actividades de exploración, ha resultado desafortunadamente un campo de complejidades técnicas imposibles de predecir, al menos para los expertos tanto de Amoco como de Ecopetrol y de sus socios. El desafortunado resultado ha sido de tal naturaleza que no sólo los nuevos pozos no probaron la existencia de reservas adicionales de hidrocarburos, sino que además los dos iniciales sobre los cuales se sustentaba toda la comercialidad del campo, comenzaron a registrar pérdidas de presión en la cabeza del pozo. A consecuencia de esto, hoy en día la revaluación de las reservas traerá como consecuencia una caída vertical en la producción y muy seguramente la necesidad de afrontar en el mediano plazo la perspectiva de que el campo Opón no contribuya a la producción nacional de gas.

Las perspectivas de desarrollo de este campo eran tan importantes que Amoco decidió emprender la construcción y desarrollo de una planta térmica de aproximadamente 200 MW en cabeza de pozo, bajo la expectativa de que nuevas exploraciones añadirían un volumen de reservas suficiente para sostener la operación de dicha planta en el largo plazo. Igualmente con esa visión se desarrollaron inversiones importantes en materia de gasoductos y planta de tratamiento de gas que permitieran beneficiar de ese recurso a toda la zona central, sur y occidente del país.

La situación anterior ha colocado a Ecopetrol en la necesidad de redoblar

esfuerzos a fin de intensificar la actividad exploratoria en la zona del Magdalena Medio. Por supuesto, la potencialidad de nuevos hallazgos es bien importante pero debe quedar bien claro que por lo pronto no tendremos nuevas fuentes de gas de esta zona, al menos en los próximos años.

De otro lado, sí se cuenta con reservas adicionales en el sector de Cusiana, Cupiagua y Piedemonte. En el primero de los campos nombrados las reservas son significativas, pero al mismo tiempo observamos con preocupación que, pese a las excelentes perspectivas del mercado de gas en el país, debido en buena parte a la dinámica comercial que se le ha venido imprimiendo a esta industria los productores de gas en Casanare consideran que no existen los incentivos económicos suficientes para producir, tratar y entregar el gas en condiciones de calidad que requiere el consumo tanto térmico como residencial e industrial.

Esta es una discusión que se ha prolongado bastante tiempo, habiéndose evaluado múltiples escenarios de desarrollo a fin de encontrar alternativas que hagan posible incorporar estas reservas a la producción de gas y atender la demanda nacional. Ciertamente, es la prioridad de la Administración de Ecopetrol resolver esta situación a la mayor brevedad posible pero es indudable que necesitamos al mismo tiempo una profunda revisión del marco regulatorio de precios de gas, por cuanto, como están las cosas, la extracción y puesta en producción de estas reservas enfrenta grandes dificultades en el inmediato futuro. En este sentido nos parece de suma importancia estructurar de una manera rápida unas propuestas de ajuste al marco regulatorio, el cual en sus comienzos se basó fundamentalmente en el caso del gas de la Guajira que constituye, como lo señalan los

expertos, un caso de libro de texto o «text book case», por cuanto se trata de un gas relativamente limpio con unos costos de tratamientos muy bajos y que se entrega en excelentes condiciones de calidad al sistema de Promigás y Centragás. Los gases que hemos venido descubriendo en la región del Casanare son mucho más complejos en su producción, y por lo tanto, es necesario invertir sumas considerables de dinero en plantas de tratamiento. Adicionalmente, las compañías asociadas le han dado prelación a la reinyección del gas en las formaciones para incrementar el recobro del crudo, lo que genera algunas dificultades en la negociación con nuestros socios que consideran que la actual estructura de costos/precios no les compensa la pérdida de producción de crudo, como consecuencia de la reducción en la reinyección del gas.

Quiero aprovechar esta oportunidad y este excelente foro, para enviar un mensaje de urgencia a las autoridades regulatorias del sector energético nacional, a fin de que en conjunto discutamos y aportemos los mejores elementos de juicio a fin de lograr una mayor apertura y flexibilización del marco regulatorio y por consiguiente generar un mayor interés de parte de nuestros asociados en la producción y venta de estas reservas. A manera de ejemplo, valdría la pena revisar las fórmulas que limitan el precio del gas asociado a un 50% del precio del gas libre. Igualmente, examinar la posibilidad de que este producto pueda recuperar los costos relacionados con el tratamiento del gas, que hoy en día no están siendo considerados.

Comercialización del Gas

Si bien ha sido muy importante el desarrollo comercial que se ha logrado en términos de la masificación en el uso del gas, no me cabe duda que tenemos grandes retos hacia

adelante a fin de asegurar que la industria de los hidrocarburos gaseosos sea cada vez más dinámica y eficiente para beneficio del país. Tradicionalmente Ecopetrol tuvo la responsabilidad de toda la cadena del gas, es decir : exploración, producción, transporte y comercialización. En la práctica la empresa estatal fue, durante muchos años el único vendedor de gas en el país, y en esa condición, compraba todo el gas de los asociados adquiriendo por ello una posición dominante, más por las exigencias mismas del momento y del mercado que por gusto propio. En efecto, era frecuente que los precios del gas regulados al público y fijados por el Ministerio de Minas y Energía fueran inferiores a los precios a los cuales se debería remunerar el gas a los asociados, en cumplimiento de las disposiciones establecidas en los contratos de asociación y sin las cuales esos campos no se hubieran descubierto y desarrollado. En esas circunstancias, ningún socio estaba interesado en asumir el riesgo de comercialización y por lo tanto Ecopetrol como agencia del Estado, tuvo que convertirse en un intermediario que asumía, y aún asume, los costos y riesgos que se derivan de tal situación. Hoy por hoy, de una manera gradual, el mercado avanza hacia una mayor pluralidad de oferentes. En la Costa Atlántica, por ejemplo, Texaco inició a partir del 1° de agosto la comercialización del 40% del gas de los campos de Chuchupa, Ballena y Riohacha. Y en la actualidad se están evaluando otras opciones de diversificación de la comercialización, para incorporar nuevos actores. De otro lado, frente a la perspectiva de la terminación del contrato de transporte que Ecopetrol tiene con Promigás, y cuyo plazo contractual vence a finales del año entrante, se abre la posibilidad de que el transportador empiece a negociar directamente contratos de transporte con sus

clientes, de una manera similar a como lo hace Ecogás en el interior del país. De esa forma, Ecopetrol y los demás productores comenzarían a manejar las ventas en campo de producción, en boca de pozo; los transportadores a asumir sus compromisos con sus clientes y los distribuidores a atender al usuario final, que es esencialmente la estructura del negocio prevista en el marco regulatorio de la industria del gas.

En la zona central y en el interior del país se ha previsto que los desarrollos de los campos de Cusiana, Cupiagua y Piedemonte se realicen bajo el esquema de que cada socio venda su parte o se hagan ventas en bloque a clientes específicos por conducto de las propias asociaciones, sin que Ecopetrol participe como intermediario entre el productor y el cliente. Es decir, se procura que, de una manera gradual y en la medida que las circunstancias de mercado lo permitan, entren más actores y se desmonopolice paulatinamente la venta del gas natural. Este es un tema sobre el cual no es conveniente introducir regulaciones adicionales, cuando el mercado se está moviendo hacia una mayor pluralidad de oferentes, de tal manera que, con el tiempo, se pueda tener una mayor competencia entre los productores, y el consumidor tenga mayores opciones de abastecimiento. No soy tan optimista como para pensar que tendremos una competencia perfecta, la cual, como dicen los textos de economía, parte de una multiplicidad de vendedores. Ese probablemente no va a ser el caso en Colombia, pero si podremos encaminarnos hacia un esquema de comercialización donde los diversos agentes del proceso asuman las obligaciones y riesgos inherentes a esta actividad.

Ecopetrol continuará teniendo una participación muy importante en la

comercialización del gas y trataremos de mejorar cada vez más nuestro manejo comercial. Todos los clientes son importantes para nosotros : de una parte, las concesionarias de distribución por la atención que le prestan al mercado residencial e industrial de pequeña escala; los grandes consumidores industriales y, por supuesto, las plantas térmicas que le dan solidez a la demanda de gas y justifican las grandes inversiones en producción y transporte.

Para terminar, quisiera aprovechar esta oportunidad para plantear de manera muy sintética algunas reflexiones finales.

Lo primero de lo cual debemos ser conscientes es que, aún contando con un desarrollo anticipado de las reservas probadas de Cusiana, Cupiagua y Piedemonte Llanero, el país tiene que volcar todos sus esfuerzos tecnológicos, financieros y de gestión para encontrar nuevas reservas de gas que suministren de manera confiable el componente energético que el país requiere para su industrialización y desarrollo.

Ahora bien, para estimular la indispensable participación del capital y la gestión de entes privados - nacional e internacional - es necesario, además del marco contractual que ha mejorado significativamente los incentivos para la búsqueda de hidrocarburos gaseosos, contar con una política racional de precios del gas natural, que de las señales adecuadas para que más actores se vinculen al desarrollo de toda la cadena de esta importante industria.

Finalmente, es importante destacar que en el campo comercial tenemos importantes actividades por desarrollar. En este contexto resulta altamente conveniente impulsar la

realización del programa de gas natural vehicular, el cual tendrá efectos muy importantes en la calidad de vida de los habitantes de las ciudades colombianas. Igualmente vamos a promover programas de cogeneración, no sólo como un uso adicional del gas natural, sino como una forma eficiente de atender las necesidades energéticas de la industria nacional.

Como ustedes pueden ver, las realizaciones en materia de gas natural han sido importantes pero los retos son aún mayores. Estamos seguros que actuando de manera mancomunada, Ecopetrol, socios privados, transportadores, distribuidores y clientes podremos estructurar un sector de gas más dinámico, más diversificado y más eficiente para beneficio de todos los colombianos.



Empresa Colombiana de Gas

Dr. Abner Duarte
Presidente de Ecogas

Vision de Ecopetrol y Ecogas sobre el Desarrollo del
Gas Natural



Una Empresa en marcha

- ⊖ Creada por la Ley 401 del 20 de agosto de 1997
- ⊖ Entidad descentralizada del orden Nacional con carácter de Empresa Industrial y Comercial del Estado, vinculada al Ministerio de Minas y Energía
- ⊖ Personería Jurídica, autonomía administrativa y patrimonial
- ⊖ Sujeta a regulación, vigilancia y control por las autoridades competentes (CREG y S.S.P.)
- ⊖ Domiciliada en Bucaramanga

Objeto

- ⊖ Planeación, organización, ampliación, operación, mantenimiento y explotación comercial de los sistemas de transporte de gas natural propios.
- ⊖ Podrá explotar comercialmente la capacidad de gasoductos propiedad de terceros por los cuales se pague una tarifa de disponibilidad.

- ✓ Terminación ramales Boyacá y Velez
- ✓ Estudio ampliación gasoducto del sur. hasta Cauca
- ⊖ Sistema de Transporte del Centro
- ⊖ Rediseño del COGB
- ⊖ Almacenamiento de Gas
- ⊖ Ayacucho - Cúcuta (213 km)
- ⊖ Optimización del SCADA
- ⊖ Ramales Casanare Piedemonte

Planes de Expansión a Corto Plazo

Sistema de Transporte del Centro

- ✓ Ampliación a 200 mpc/d para 1er trimestre de 1999
- ✓ Modificación en Ballena y Barranca

Sistema de Transporte del Interior

- ✓ Ampliación a 250 mpc/d para 1er trimestre de 1999
- ✓ Terminación conversión Gasoducto Cusiana - La Belleza 2do semestre de 1999

Planes de Expansión a Mediano y Largo Plazo

Restricciones operativas resueltas con inversiones cercanas a los US\$450 millones

- ✓ Incremento del 50% en valor activos
- ✓ Incremento del 35% en la longitud total del sistema

Inversiones - Participación Sector Privado

Sistema Tarifario Claro: Economía
Riesgo
Periodo 5 años

Proyecto de Almacenamiento de Gas

EMPRESAS INVOLUCRADAS :

Dyneegy Colombia S.A.



TransCanada PipeLines Limited

OBJETIVO :

Almacenar gas para épocas de crisis tales como veranos intensos y fenómenos del niño.

Almacenamiento Subterráneo de Gas

OBJETIVOS

- Forma ideal de manejar picos de demanda ó los redespachos (veranos intenso, fenómeno del pacífico)
- Eliminar restricciones temporales (inconvenientes operacionales)

Se deben crear oportunidades y mecanismos para que tal actividad crezca en Colombia

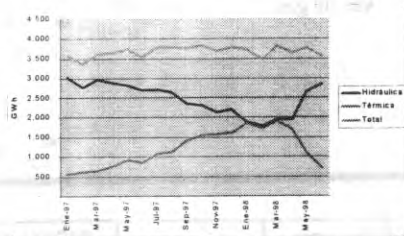
Reglamentar este tipo de servicio complementario

Contratos de Asociación para Gas

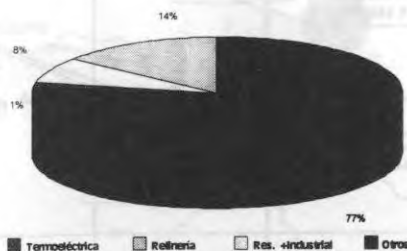
Nombre	Compañía	Cuenca	Area (hect)
Miradores	Harken	Llanos	13,000
Tamanaco	Hupecol	Llanos	38,000
Tambaqui	Hupecol	Llanos	34,360
Payará	Casa Inglesa/Orbit	Llanos	49,519
Guape	Chevron	Llanos	71,000
Cachirre	Golsen	Llanos	126,000
Esmeraldas	Texas	Medio Magd.	120,315
Montecristo	Seven Seas	Medio Magd.	152,408
Rosablanca	Seven Seas	Medio Magd.	130,713
Miel	Doreal Energy	Medio Magd.	95,000
Vergeles	Hocol	Alto Magd.	29,493
Chipalo	Kappa/Geopozos	Alto Magd.	51,556
Pagúey	Kappa/Geopozos	Alto Magd.	22,084
Sombrenillo	Triton	Alto Magd.	130,186

PRIMER FORO SOBRE
LA INDUSTRIA DEL
GAS NATURAL
EN COLOMBIA

Generación de energía eléctrica (GWh) 1997

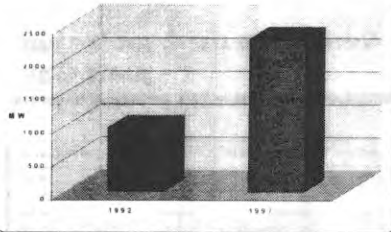


Mercado Total de ecogas - 1998



Naturgas
ASOCIACION COLOMBIANA DE
GAS NATURAL

Evolución de Capacidad Térmica a Gas de 1992 a 1997



Fuente: ISA INTERCONEXION ELECTRICA S.A. E S P

Térmicas Nuevas : Termomerilétrica,
Termovalle, Termosierra, Termocentro,
Termodorada, Tebsa, Termoflores,
Proelétrica

Conclusiones

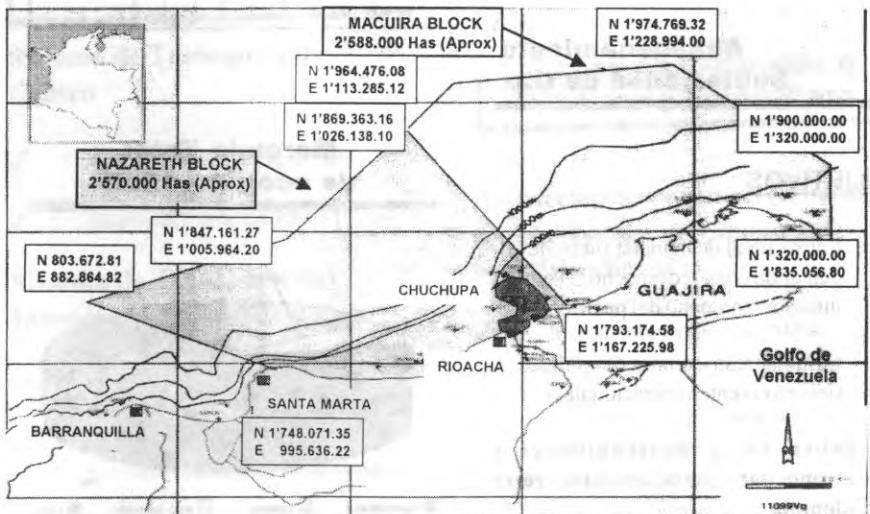
- ⊖ Existe una estructura básica de transporte
- ⊖ El país cuenta con suficientes reservas de gas

- ⊖ Existen reglas básicas para consolidar un mercado abierto y competitivo

Para consolidar el mercado del gas debemos tener en cuenta:

- ➔ Ajuste a los contratos de asociación
- ➔ Liberación del precio en boca de pozo
- ➔ Fijar máximo volumen de comercialización
- ➔ Definir estructuras tarifarias que involucren los costos de prestación del servicio
- ➔ Establecer tarifas a los servicios complementarios
- ➔ Eliminar barreras a la penetración del gas
- ➔ Promover mercado secundario
- ➔ Promover el gas para otros usos, ejemplo GNV
- ➔ Mantener estabilidad en reglas y normas
- ➔ Garantizar calidad del gas
- ➔ Seguridad del sistema

Zona de Exploración COLOMBIA



ANEXOS

PRIMER FORO SOBRE
LA INDUSTRIA DEL
GAS NATURAL
EN COLOMBIA

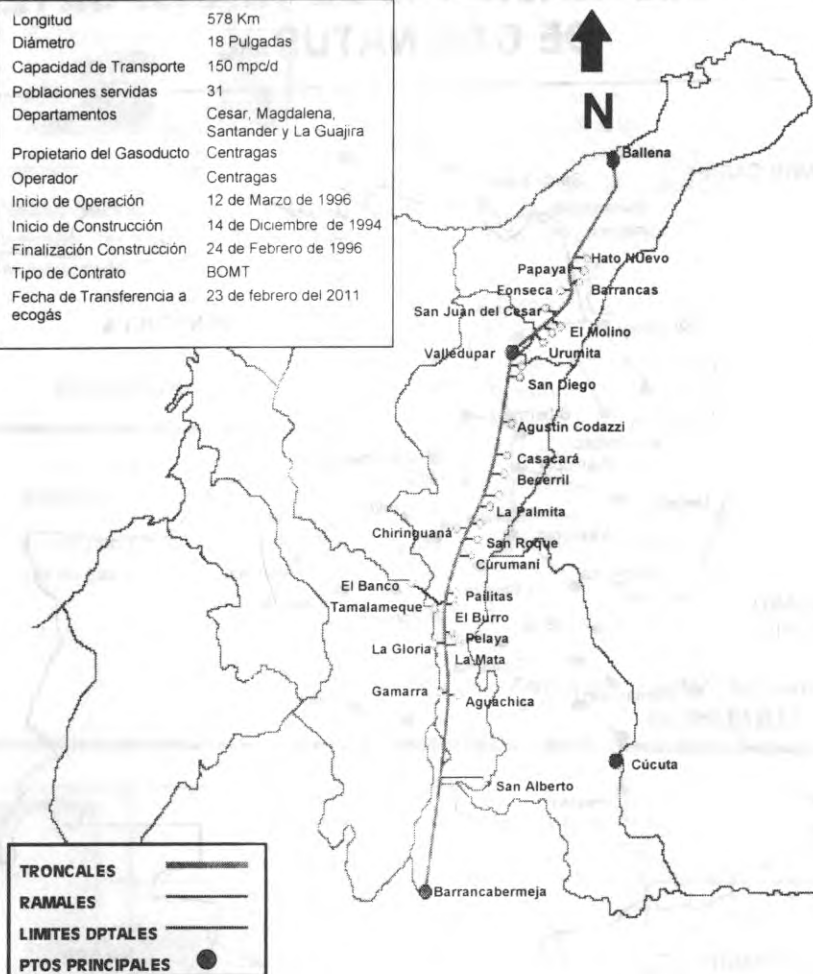
SISTEMA NACIONAL DE TRANSPORTE DE GAS NATURAL





GASODUCTO BALLENA - BARRANCABERMEJA

Longitud	578 Km
Diámetro	18 Pulgadas
Capacidad de Transporte	150 mpc/d
Poblaciones servidas	31
Departamentos	Cesar, Magdalena, Santander y La Guajira
Propietario del Gasoducto	Centragas
Operador	Centragas
Inicio de Operación	12 de Marzo de 1996
Inicio de Construcción	14 de Diciembre de 1994
Finalización Construcción	24 de Febrero de 1996
Tipo de Contrato	BOMT
Fecha de Transferencia a ecogás	23 de febrero del 2011

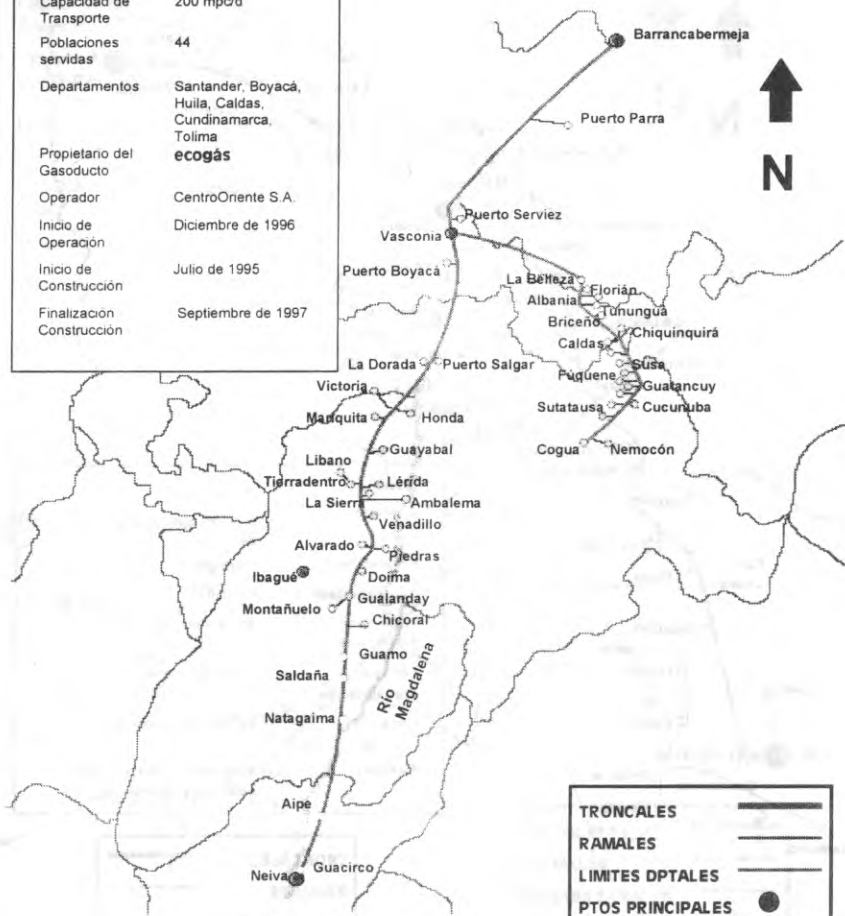




GASODUCTO CENTRORIENTE

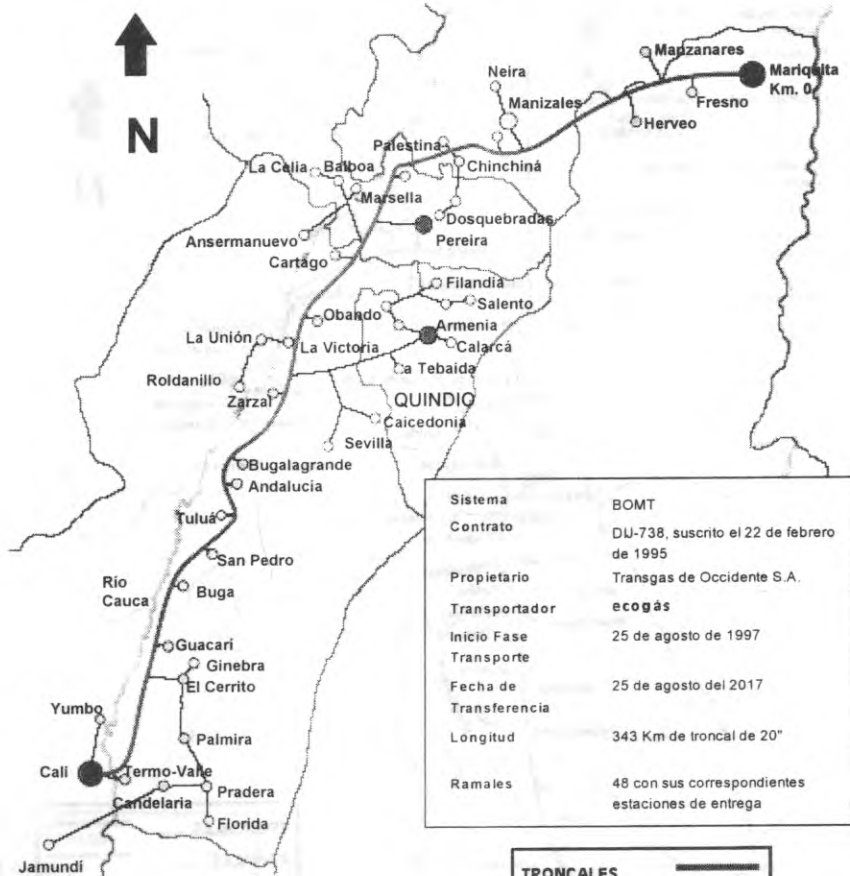
PRIMER FORO SOBRE
LA INDUSTRIA DEL
GAS NATURAL
EN COLOMBIA

Longitud	770 Km
Capacidad de Transporte	200 mpc/d
Poblaciones servidas	44
Departamentos	Santander, Boyacá, Huila, Caldas, Cundinamarca, Tolima
Propietario del Gasoducto	ecogás
Operador	CentroOriente S.A.
Inicio de Operación	Diciembre de 1996
Inicio de Construcción	Julio de 1995
Finalización Construcción	Septiembre de 1997





GASODUCTO MARIQUITA - CALI



Sistema	BOMT
Contrato	DU-738, suscrito el 22 de febrero de 1995
Propietario	Transgas de Occidente S.A.
Transportador	ecogás
Inicio Fase Transporte	25 de agosto de 1997
Fecha de Transferencia	25 de agosto del 2017
Longitud	343 Km de troncal de 20"
Ramales	48 con sus correspondientes estaciones de entrega

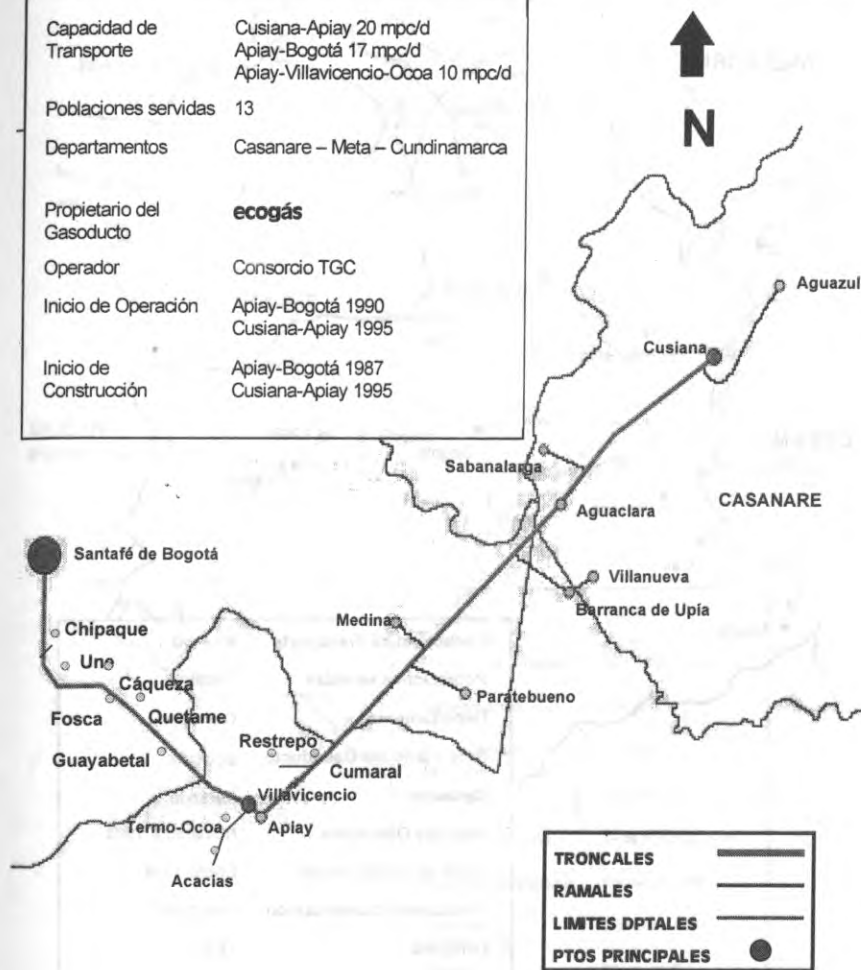
TRONCALES	
RAMALES	
LIMITES DPTALES	
PTOS PRINCIPALES	



GASODUCTO CUSIANA - BOGOTA

PRIMER FORO SOBRE
LA INDUSTRIA DEL
GAS NATURAL
EN COLOMBIA

Capacidad de Transporte	Cusiana-Apiay 20 mpc/d Apiay-Bogotá 17 mpc/d Apiay-Villavicencio-Ocoa 10 mpc/d
Poblaciones servidas	13
Departamentos	Casanare – Meta – Cundinamarca
Propietario del Gasoducto	ecogás
Operador	Consortio TGC
Inicio de Operación	Apiay-Bogotá 1990 Cusiana-Apiay 1995
Inicio de Construcción	Apiay-Bogotá 1987 Cusiana-Apiay 1995



Naturgas
ASOCIACION COLOMBIANA DE
GAS NATURAL



GASODUCTO MORICHAL - YOPAL



Capacidad de Transporte	4 mpc/d
Poblaciones servidas	Yopal
Departamentos	Casanare
Propietario del Gasoducto	ecogás
Operador	Perenco
Inicio de Operación	Noviembre 1994
Inicio de Construcción	Enero 1994
Finalización Construcción	Abril 1994
Longitud	14 km
Diámetro	4"



GASODUCTO MONTAÑUELO - GUALANDAY

PRIMER FORO SOBRE
LA INDUSTRIA DEL
GAS NATURAL
EN COLOMBIA



Capacidad de Transporte	9 mpc/d
Poblaciones servidas	San Luis (Tolima)
Departamentos	Tolima
Propietario del Gasoducto	ecogás
Operador	Ranpetrol
Inicio de Operación	24 de Mayo de 1996
Inicio de Construcción	Febrero de 1995
Finalización Construcción	Diciembre 1995
Longitud	32 km en 6" 4 km en 4"

Naturgas
ASOCIACION COLOMBIANA DE
GAS NATURAL



GASODUCTO A 39 LOCALIDADES DE BOYACA Y SANTANDER



Experiencia Internacional en el Funcionamiento de un Mercado de Gas Natural (Nominaciones y Transporte - Hub)

PRIMER FORO SOBRE
LA INDUSTRIA DEL
GAS NATURAL
EN COLOMBIA

Dr. Denis R. Winegar



TEXACO
Global Gas and Power

International Marketing & Business Development

Presentation

- Nominación Process
- GIBS Procedures vs. RUT Procedures
- Gas Balancing / Imbalance Penalties

Nomination

- Shipper Information
- Effective Time & Date
- Receipt Point Details
- Delivery Point Details

Nomination Process

- Nominations
- Scheduling
- Confirmations

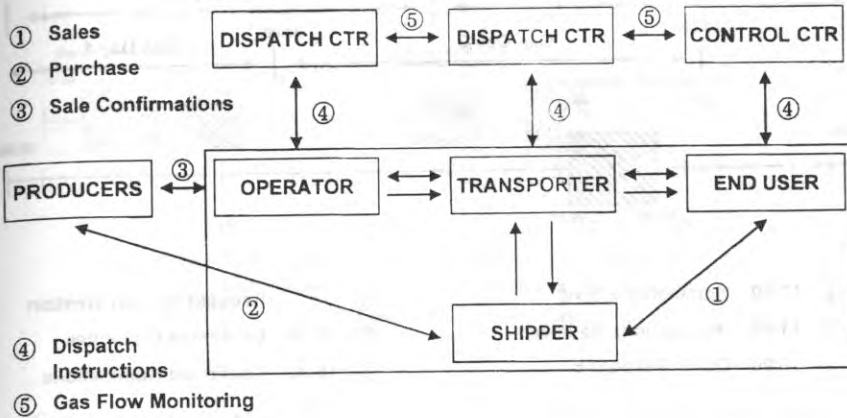
Nomination Rulers

- Nominations are prospective only
- Receipts equal Deliveries
- Confirmed Nominations roll-over until replaced by another Nomination

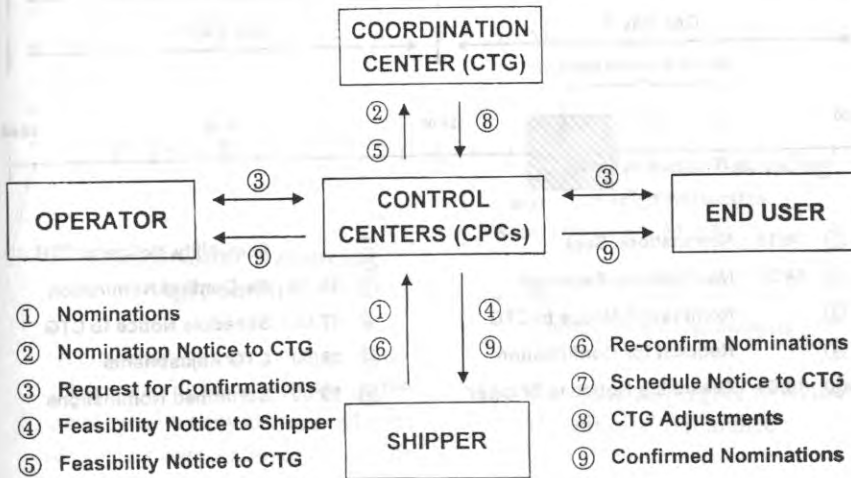
Naturgas
ASOCIACION COLOMBIANA DE
GAS NATURAL

PRE / POST INFORMATION FLOW

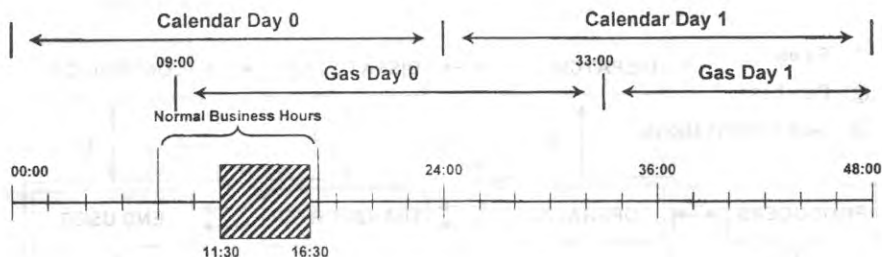
PRIMER FORO SOBRE
LA INDUSTRIA DEL
GAS NATURAL
EN COLOMBIA



RUT INFORMATION FLOW

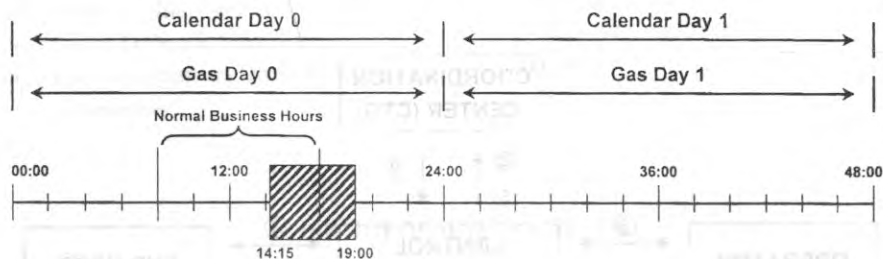


GIBS NOMINATION TIMELINE



- | | | | |
|---------|----------------------|---------|--------------------------|
| ① 11:30 | Nominations Sent | ④ | Request for Confirmation |
| ② 11:45 | Nominations Received | ⑤ 15:30 | Confirmed Quantities |
| ③ 12:00 | Quick Response | ⑥ 16:30 | Confirmed Nominations |

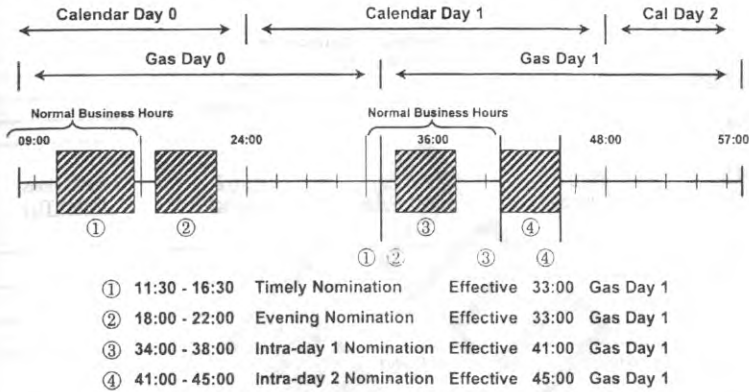
RUT NOMINATION TIMELINE



- | | | | |
|---------|-------------------------------|---------|---------------------------|
| ① 14:15 | Nominations Sent | ⑥ | Feasibility Notice to CTG |
| ② 14:30 | Nominations Received | ⑦ 16:30 | Re-Confirm Nomination |
| ③ | Nomination Notice to CTG | ⑧ 17:00 | Schedule Notice to CTG |
| ④ | Request for Confirmation | ⑨ 18:00 | CTG Adjustments |
| ⑤ 16:00 | Feasibility Notice to Shipper | ⑩ 19:00 | Confirmed Nominations |

INTRA-DAY NOMINATION TIMELINE

PRIMER FORO SOBRE
LA INDUSTRIA DEL
GAS NATURAL
EN COLOMBIA



Gas Allocation Methods

- Pro Rata
- Swing Contract
- Operational Balancing Agreement

Imbalance resolution

- Cash-Out Resolution
- Requires Index Price
- In-King Resolution
- Trading of Imbalances
- Operational Balancing Agreements

Operational Balancing Agreements

Agreement between parties at an interconnect point, whereby the parties agree to resolve any interconnect point variation between confirmed nominations and actual flows

Operational Balancing Agreements

During Delivery Month

1. Confirm Nominations Daily
2. Intend that Actual Flow equals Confirmed Nominations
3. Monitor Estimated Operational Imbalance.

Operational Balancing Agreements

After Delivery Month

4. Reconcile and Confirm Cumulative nominations
5. Compute and Agree to Actual Operational Imbalance
6. Schedule Imbalance Make-up

OBA IMBALANCE STATEMENT

Operational Balancing Agreement
Month, Year _____

Interconnect Point

Meter Nos. _____
Agreement No. _____

Contact: _____
Telephone: _____
Fax: _____

<u>Party1's</u> Shipper Name	<u>Party1</u> Contract	<u>Party2's</u> Shipper Name	<u>Party2</u> Contract	Nominations (MMBTU)
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____
_____	_____	_____	_____	_____

Nominations: (+) Delivered to Party2 (-) Delivered to Party1

TOTAL NOMINATIONS _____
ACTUAL QUANTITY DELIVERED, MMBtu _____
CURRENT MONTH IMBALANCE, MMBtu _____
IMBALANCE FROM PREVIOUS MONTH, MMBtu _____
NEW IMBALANCE, MMBtu (+) Due Party2 (-) Due Party1 _____

Agreed to this ____ day of _____, 1998.

Agreed to this ____ day of _____, 1998.

Party1 _____

Party2 _____

BY: _____

BY: _____

TITLE: _____

TITLE: _____

Oba Benefits

- No Variance between Shipper's Confirmed Nominations and actuals
- Simplifies Accounting Procedures
- Allows Operational Flexibility
- Simplifies Title Transfer

Balancing Penalties

"Penalties are applied to deter conduct that may adversely affect the operation of the pipeline system and not to create revenue".

- Excess Hourly Rate Penalty
- Inlet / Outlet Variation Penalty
- Monthly Imbalance Penalty



U.S. Natural Gas Sector
After Deregulation

Mike Dahlke
October 1, 1998

First Colombian Natural Gas Industry Forum

Enron

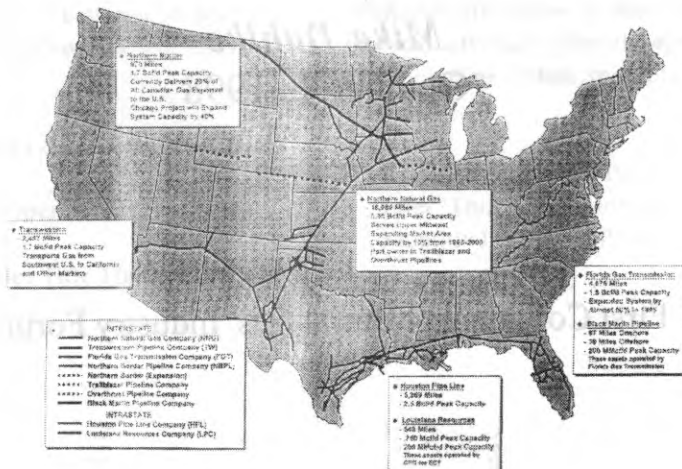
Natural Gas, Electricity, Endless Possibilities,™

- ◆ Developed, Owns and Operates 10,203 MW of Electric Power Generation Worldwide
- ◆ Active Operating and Development Activity in More Than 30 Countries Worldwide.
- ◆ One of the World's Largest Natural Gas and Electricity Companies.
- ◆ Leading Marketer of Natural Gas and Non-Regulated Electricity (4,000 Billion Cubic Feet and 192 Million MWH Sold In 1997).
- ◆ World leader in innovative Gas Marketing and physical and Financial Natural Gas Products.
- ◆ Operates the Largest Natural Gas Pipeline System in the Western Hemisphere and the Second Largest in the World.
- ◆ Leading Provider of Capital for Energy Producers and Consumers.

Enron's Natural Gas Expertise (1930 - 1998)

- ◆ Gas Pipeline Operations (Over 61,000 Kilometers Worldwide).
- ◆ Physical Natural Gas Sales (11 Billion Cubic Feet per day in 1997).
- ◆ Facilities Engineering, Construction and Operations Responsibility for 11 Pipelines.
- ◆ Natural Gas Production Experience - Consistently One of the Lowest Cost Producers.

North American Natural Gas Pipelines



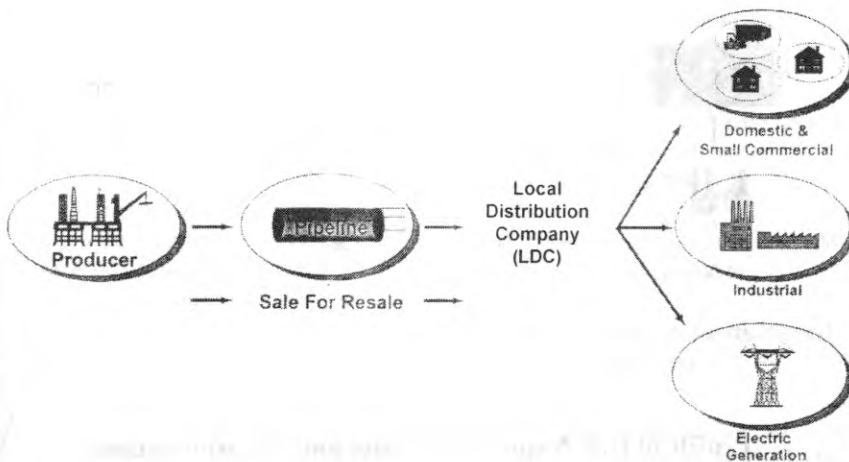
Major Themes of U.S. Gas Regulation

- ♦ Gas Industry Regulation Has Always Been an Evolutionary Process as the Lessons Learned in Each Stage Let to New Stage.
- ♦ Transparency Has Been a Critical Element of the Process Which Allows the Regulator to Establish

and Refine a Workable.

- ♦ Public Policies Toward Natural Gas are Continuing to evolve Toward Competition, Customer Choice and Deregulation.
- ♦ The Current "Open Access" Regulatory Framework Has Successfully Stimulated the Growth the Natural Gas Business

U.S. Natural Gas Industry: Old Arrangement



Gas Supply Shortages of 1970s

- ♦ Artificial Wellhead Prices Discouraged Gas Development and Stimulated Demand.
- ♦ Conflicting Federal and State Regulations Created Two Classes Within the U.S. Gas Industry.

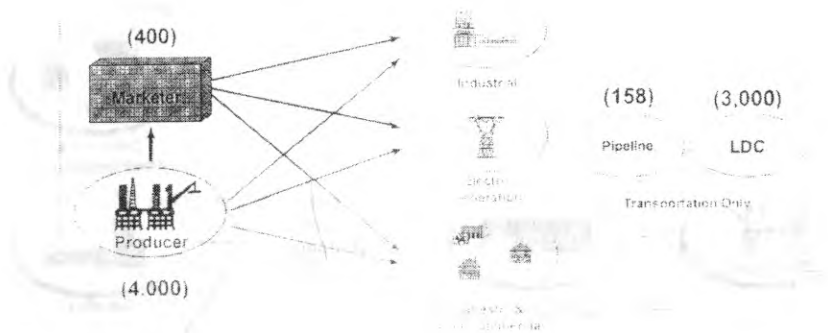
- ♦ Outcome Was a Macroeconomic Crisis From Natural Gas-the Winter of 1976-1977 Saw Schools and Factories Close.
- ♦ Crisis Regulations Further Hid Market Signals and Increased Resource Misallocation.

Response to the 1970's Supply Shortage

- Wellhead Production Deregulation
- "Open Access" Competition
- Staged Deregulation of Pipelines
- Evolving Customer Choice at the Distribution Level



Current Open- Access Model



Profile of U.S. Natural Gas Sales and Transportation

	Yes	No
• Wellhead prices set, regulated, or capped	✓	✓
• Gas prices freely negotiated between producers/marketers and direct industrial/commercial buyers	✓	✓
• Maximum gas pipeline transport and storage rates are regulated	✓	✓
• Gas transport rates often subject to discounts	✓	✓
• Most interstate transportation transactions are at maximum rates	✓	✓
• Pipelines set gas quality specifications and producer's responsibility to deliver pipeline quality gas	✓	✓
• Pipeline quality specifications are published in the tariff	✓	✓
• All 158 U.S. gas pipelines communicate with their customers via electronic bulletin boards	✓	✓
• Most U.S. state markets served by several interstate pipelines	✓	✓

How Are Customers Assured Their Gas Needs Will Be Met?

Production	Transmission	Marketing	Distribution	End-User
Gas purchase agreement with pipeline(P/L), LDC and/or End-User	Transportation agreement with Producer, Marketer, LDC, and/or End-User	Gas purchase agreement with producer or other marketer	Gas purchase agreement with Producer or Marketer	Gas purchase agreement with Producer, Distributor or Marketer
Processing agreement with processor (can be P/L)	Gas Purchase Agreement with Producer or Marketer	Gas sale to LDC, P/L or End-User	Transportation agreement with P/L	Transportation agreement with P/L
Transportation agreement with P/L	OBA with Point Operator, other P/L	Transportation agreement with P/L	OBA with P/L	OBA with P/L if Point Operator
Operator Balancing Agreement (OBA) with P/L if Point Operator				

Operator Balancing Agreement (OBA)

- ◆ Definition: An OBA is a contract between two parties that specifies the procedures to manage operating variances at an interconnect.
- ◆ OBAs can require reconciliation and confirmation of nominations.
- ◆ The Point Operator is the party which operates the meter at the relevant point. Responsible for communicating actual flow.
- ◆ Can require reconciliation of imbalances on an "in kind" (delivery of physical volumes) or "cash out" basis (payment in cash).

Gas Supply Reliability

If a Party's Gas Is Not Delivered

- ◆ Customer takes no-notice firm service from pipeline (supplier of last resort).

- ◆ Consequences of non-delivery provided in the purchase agreement or transportation agreement.
- ◆ Customer can pursue an action at law for breach of contract.

Gas Industry Standards Board (GISB)

- ◆ Prior to 1995, each pipeline had its own individualized process for scheduling, electronic bulletin boards (EBBs) and capacity release. Therefore, for example, a marketer doing business nationally had to develop expertise in each pipeline's process.
- ◆ Organization that sets standards and has members from all segments of the industry: producers, pipelines, LDCs, end-users and other service providers.

- ◆ Purpose: To make the transactional processes more efficient and provide standards for electronic data interchange.

- ◆ Standards have been developed for scheduling, capacity release, and other processes.
- ◆ Examples: Firm volumes may displace interruptible volumes two times within a day-at 6 PM and 10 AM. Industry must be "internet ready" for nominations by June 1999.
- ◆ Initial position issued by FERC Staff.
- ◆ Settlement process initiated by Pipeline Company.
- ◆ Rate case ultimately either settled or determined by FERC adjudication with right of judicial appeal.

Pipeline Services

- ◆ **Transportation**
 - Firm
 - Interruptible
 - Backhaul
 - Capacity Release
- ◆ **Storage**
 - Firm
 - Interruptible
 - Deferred Delivery Systems
- ◆ **Balancing Services**
 - No. Notice Service
 - Park 'n Ride
 - Other Imbalance Management Service
- ◆ **Supply Management Service**
 - Pooling
 - Aggregation
- ◆ **Administrative Tools**
 - EBB/Website
 - Informational Postings

Pipeline Company Rate Case

- ◆ Pipeline Company files rate case with Federal Energy Regulatory Commission (FERC).
- ◆ Data requests to pipeline from FERC Staff and Intervenors.

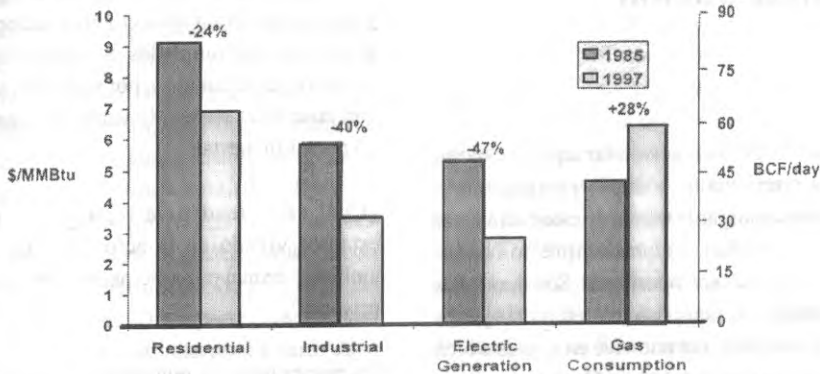
Quality Specifications

- ◆ Quality specifications are included in pipeline tariffs (book of operating rules and procedures).
- ◆ Set based on individual pipeline facilities and access to gas of varying quality.
- ◆ Producers/Shippers are obligated to deliver quality gas to the pipeline.

Resolution of Transportation Conflicts

- ◆ Even where the pipelines' processes continue to differ, it is the shipper that must reconcile any conflicts in the scheduling process such as one pipeline confirming nominations to another.
- ◆ Each pipeline tariff prescribes the rules of operation for that pipeline.
- ◆ Serious conflicts may be taken to the Federal Energy Regulatory Commission (FERC) or state regulator, depending on jurisdiction. Generally, conflicts are resolved among the parties.

U.S. Average Gas Prices and Consumption 1985 vs. 1997



The average price to all end users has fallen 34% under open access. In the decade prior to open access, prices increased by 71% adjusted for inflation. Consumption increased 28% under open access reversing a 14% decline in the prior decade.

Lessons Learned from Over a Century of

Public Policy Experience

- ◆ "Full" Competition Superior to "Full" Regulation.
- ◆ Open-Access Model Superior to "Bundled" Cost-of-Service Model.
- ◆ Deregulation Creates Competitive Pressure for More Deregulation.



Tendencia de la Regulación y la Actividad de Distribución

Dr. Raúl García

Es un placer, estar aquí en Colombia nuevamente, y desde ya agradecer a todos los organizadores de este evento por la invitación, que siempre todas las invitaciones son oportunas. Son oportunas porque uno siempre hace referencia ya sea a situaciones que uno vive en su país o bien a situaciones en este país. Cuando yo estuve en el 93 aproximadamente y se estaban discutiendo, yo diría, todos los aspectos que hacían referencia a la regulación como todos lo empezamos a hacer en Argentina, en el 91 y en el resto de los países de Latinoamérica. Creo que por eso es una buena oportunidad, porque esto de poder comparar y a su vez haber visto otras experiencias en otros países de Mercosur me va a permitir a mí, de alguna manera, hacer algunas reflexiones sobre el camino que se ha emprendido.

Creo que todos los países de alguna manera, cuando comenzaron sus reestructuraciones en los sectores energéticos, estuvieron pensando en las siguientes cuestiones:

Una, querían un marco regulatorio, nuevas reglas para un determinado diseño del sector. También tuvieron en mente, la posibilidad de una integración al comercio internacional.

Estos tres pilares: Reestructuración, Marco Regulatorio, integración al comercio Internacional, reflejaban un cambio de modelos en donde en los modelos anteriores

realmente habían pérdidas sociales y obviamente esas pérdidas, de alguna manera, no estaban capitalizadas. Entonces, surgieron las fuerzas necesarias para que, con un nuevo sector, nuevas reglas y la integración al comercio internacional, se crearan oportunidades que implicaban inversión, crecimiento y, por supuesto, si el crecimiento es sostenido vamos a llegar a un mayor bienestar.

¿Cuál es la tendencia regulatoria que estamos viendo en la actualidad en un ambiente de mayor participación del sector privado?

En primer lugar, lo que estamos viendo es que el consumidor accede a opciones de servicio. Además, lo que uno ve, es que se trata de otorgar seguridad jurídica al inversor, con reglas claras, y que se mantengan en el tiempo.

En realidad ¿hay mayor competencia?. Hay preocupación por la transparencia de las regulaciones y transacciones de los agentes del mercado. Esquemas regulatorios acordes con la dinámica del sector primando los esquemas de incentivos. Y hay también una preferencia por aceptar las fallas de la competencia aunque no necesariamente, a veces, es la visión política. Y lo que se piensa es que la regulación a veces resuelve todo. Pero no es tan así, la regulación tiene fallas y también tiene fallas, por supuesto, la competencia pero fundamentalmente cuando la competencia no es lo suficientemente fuerte.

¿Qué otras cuestiones son importantes en lo que vemos en la tendencia?

Lo que se trata es saber de dónde financiar la actividad de la distribución en los mercados cautivos, y una pregunta que

surge obviamente, ¿Hasta dónde es viable la política del By-pass ?

Voy a mostrar luego en los cuadros, sobre la experiencia que ha habido en el Mercosur, cuan variable es todo esto y fundamentalmente tomar en cuenta algo, que cuando se han reestructurado los sectores, es decir donde prácticamente no había operado esto, se fijó muy claramente de que hubiera algunas posibilidades. Entre tales posibilidades están los By-pass comerciales, por ejemplo, o sea posibilidades para los grandes usuarios con lo cual se introduce algún grado de competencia en el transporte. No obstante, los sectores se estructuraron a partir de la producción y fue allí donde fundamentalmente quedaron empresas hegemónicas.

Pero otro punto importante que uno observa es la tendencia importante en materia de negocios de distribución y también del transporte, en donde se trata de viabilizar otras actividades complementarias a la distribución del gas, es decir, el aprovechamiento de sinergias. Ahora bien, ¿cómo vemos configurado el sector energético en la actualidad?. Lo que uno ha visto, es decir, desde que han comenzado todas las reestructuraciones, es un fuerte crecimiento del sector energético con una mayor participación y protagonismo del sector privado.

Los negocios, claramente se dirigen hacia los mercados que desarrollan la oferta y demanda de gas con nuevas infraestructuras, y esto es cierto tanto a nivel de los países en donde se ha desarrollado eficientemente el gas como también en los mercados de exportación y obviamente de importación. Los procesos de reestructuración, y de diseño del sector gasífero, que involucran instituciones,

regulación y mercado, difieren en algunos aspectos fundamentales mientras que los objetivos a alcanzar a través de los cambios son similares. Las condiciones iniciales sobre las que han partido los procesos de reestructuración de cada país y los procesos de transición difieren y han adquirido características muy particulares en cada país. Ahora, en toda esa configuración lo que estamos viendo como aspectos salientes son algunas cuestiones que son de preocupación. En primer lugar lo que uno observa en los países de la región, es que todavía persisten fuertes subsidios en algunos energéticos que dificultan los planes de masificación. Si uno toma, por ejemplo, el caso de Brasil, los subsidios, son fuertísimos; obviamente eso dificulta el grado de penetración en los mercados. Pero no es solamente una cuestión de voluntarismo a que se refiere las leyes. No sólo se deben hacer los marcos regulatorios sino además que en las condiciones iniciales se den precios realistas para que se pueda realizar la penetración.

El otro punto es que hay una preocupación por la mayor concentración de poder en las empresas dominantes que surgen de la reestructuración. En casi todos nuestros países cuando se recrean estas estructuras, fundamentalmente en la producción, lo que ha ocurrido es que se han creado empresas relativamente hegemónicas. Pero fundamentalmente lo preocupante no es tanto que se hayan creado estas empresas sino su evolución en el tiempo. Es decir, si tienen apalancamiento en cada uno de los segmentos esto obviamente trae dificultades ¿por qué?... porque obviamente uno de los objetivos importantes dentro de los marcos regulatorios, cuando uno revisa lo que ha hecho cada país, es la competencia. Entonces tenemos en un lado la competencia y por otro lado se van creando, no

necesariamente, ambientes competitivos en esos segmentos que, fundamentalmente, no tienen que ver con un monopolio natural. Entonces lo que podemos tener es una presión a posteriori que ya les voy a definir más adelante y que realmente hace la tarea regulatoria bastante difícil, (Jane creo que la tarea regulatoria es más difícil que la de comercialización pero esperemos que sea más fácil en el futuro para ENRON).

Coexiste una industria segmentada en donde hay empresas públicas y privadas con objetivos diferentes y esto lleva a que se dificulte la formación de precios de mercado o se transmitan inadecuadamente, a veces, las señales de expansión y se dificulte o formen inapropiados los mecanismos de incentivos para la buena gestión de los concesionarios. Sobre este tema me voy a explayar a posteriori pero creo que es importante tener en cuenta.

Ahora veamos otro tema relacionado con esto de las preocupaciones y como se ha configurado la tendencia. Hay dos estadios que uno tiene que distinguir muy claramente. Uno es la clasificación y yo creo que en todos nuestros países vamos cumpliéndolo relativamente bien y, por supuesto, es necesario que este tema de levantar los subsidios y poner precios realistas para que el gas penetre dentro de la estructura energética a costo económico por supuesto. Pero gasificación y competencia requieren de una estructura de industria que permita esa transición, es decir, yo puedo hacer la gasificación pero si realmente después quiero un sistema que realmente sea competitivo, es decir, cumplir con un objetivo que está puesto en los marcos regulatorios, entonces yo tengo que tener diseños adecuados y si no están los diseños adecuados después, a través de la regulación, tengo que promover los

cambios correspondientes; pero son cambios de segunda generación, son cambios mucho más difíciles.

El otro punto es que obviamente voy a tener una colisión entre los objetivos de crear ambientes competitivos y el diseño de la estructura de la industria y de las regulaciones y lo que estamos viendo fundamentalmente todavía porque, es cierto, son mercados incipientes.. Son mercados mayoristas todavía con pocos participantes y posibilidades de elección a los usuarios limitados. Es decir, tenemos que saber que estamos en un estado de transición pero tiene que haber la suficiente flexibilización a posteriori.

Acá están los países Argentina, Brasil, Bolivia, Uruguay, Chile y quiero alertar sobre algunos puntos que hacen la competitividad y sobretodo en esos segmentos de monopolio natural que es muy interesante.

Fijense en la distribución. En casi todos los países algo han dicho sobre la integración vertical, es decir, en algunos casos permitidas pero con algunas excepciones, en otros casos limitada. Si uno va al servicio del mercado minorista, por ejemplo, en el aspecto de la distribución, en Argentina tiene prioridad el distribuidor pero está la posibilidad de distribución. En Brasil es exclusivo. En el caso de Uruguay tiene prioridad pero con riesgo de su distribución. En Colombia hay un caso mixto, algunas áreas con exclusividad y otras que no tienen exclusividad. Pero lo que vemos es que en estos segmentos con monopolio natural ya había algo de competencia, mientras en otros segmentos, no necesariamente se ha cumplido con esa condición y tienen barreras naturales muy importantes. En el caso de Unbundling, o

sea la posibilidad que el usuario elija su servicio, en todos existe el riesgo del By-pass comercial y físico. Es un caso muy particular el de Bolivia en donde hay reservas de mercado para YPF. Allí hay un contraste mucho mayor entre lo que es la realidad y que está regulado. Y después en Chile y Uruguay, hay también riesgo de By-pass comercial y físico.

Si vamos a los temas tarifarios, también hay una gran dispersión de experiencias, digamos en todos estos países. Lo que uno observa, por ejemplo, en el caso de Argentina, es regulación con price cap. En Brasil por ejemplo el transporte es una situación muy particular con tarifas sin distancia. La ley de alguna manera permite la negociación y todavía está en lo que yo llamaría en un estado de situación embrionaria. Sin resolver el tema de tarifas fundamentalmente. En Uruguay tienen carácter reguladas y son contractuales aunque no esté dicho allí.

Ahora, si nosotros por ejemplo, hacemos una visualización de alguno de los segmentos en términos de competencia fijense: En producción, si se fijan estos dos últimos que se refieren a privilegio y grado de concentración; el grado de concentración es relativamente alto en todos los países. En Argentina, Brasil, Bolivia, el grado de concentración es bastante alto, por supuesto, como todos estos sistemas comenzaron a través de la producción hay privilegios en relación al transporte cuando el productor es quien inicia la expansión del sistema de transporte. Pero fijémonos que en la actividad de transporte en sí hay Open Access que es una condición necesaria para la competencia; en algunos casos lo llamamos efectivo y en otros lo llamamos formal. Formal porque todavía en realidad no se ha configurado la situación particular, pero en otros casos es efectivo, es decir,

esta ocurriendo, como el caso de Argentina y Chile. Los riesgos de competencia, dependiendo del caso son altos o bajos en el transporte y el mercado secundario, son mercados incipientes. En el caso de Argentina yo lo llamaría un mercado incipiente todavía y es esperable por supuesto en el caso de Brasil.

Si tomamos el caso de la distribución, por ejemplo, nuevamente para hacer una visualización, tenemos que, en términos de Unbundling o sea la capacidad de comprar servicios siempre existe. Hay riesgos de competencia alta en Argentina, en Chile también, y es relativamente bajo en los otros países.

Y privilegios son fundamentalmente zonales afectados por estas cuestiones que yo he comentado de su distribución.

Creo que esto hay que tenerlo muy en cuenta y es, la promoción de los cambios ulteriores, es decir, los de segunda generación sobre las estructuras ya creadas, que tienen baja productividad por lo que podríamos decir tienen un alto costo y estos cambios deben efectuarse en presencia de fuertes derechos adquiridos. Obviamente, cuando queremos aplicar la competencia en mercados que todavía son incipientes hace la aparición el "stress regulatorio", es decir, la sociedad por un lado demanda mayor protección. De otro lado, el regulador pretende adoptar medidas que a veces resultan superficiales o pueden rayar contra la seguridad jurídicas de las inversiones. Y en este escenario yo creo que es muy importante destacar el escenario que todos tenemos. De alguna manera las reestructuraciones ya están en marcha y es que se hace necesario consensuar con el sector regulado los cambios en el sistema regulatorio siguiendo, yo creo que eso es

fundamental, la performance de las empresas, lo que son riesgos del negocio, el adecuado funcionamiento del sistema regulatorio, para alcanzar los objetivos, y estos son: penetración del gas y una competencia sustentable con el buen funcionamiento del negocio. Y esto creo que es algo difícil, y es difícil para el regulador pero en realidad es así, es decir, uno puede de alguna manera los errores del negocio transmitirlos al sector privado pero el mal funcionamiento del sistema no puede ser tomado como error de previsión del negocio. El mal funcionamiento atañe al regulador porque no se cumplen los objetivos de la ley entonces es necesario visualizar esos cambios.

Yo creo que uno puede dar varios ejemplos. En el caso Argentino, el funcionamiento del mercado mayorista, y digamos un diseño estructural, puede alentar la competencia y yo creo que ha sido mucho mayor la competencia en el caso Argentino en lo que fue el transporte y la distribución que lo que ha sido por ejemplo en el caso del mercado de gas, no obstante se ha ido mejorando en forma correcta. Uno en ese sentido puede ver algunas cuestiones, por ejemplo, los descuentos tarifarios por tipo de servicio, por ejemplo, han sido muy importantes en el caso de la distribución y el transporte. Si uno puede ver los descuentos en los distintos tipos de categorías de tarifa: firmes, interrumpibles, etc., han rondado en un promedio general entre el 20% y el 35%. Cuando uno va y hace el análisis en el mercado de la producción obviamente han sido menores pero aquí hay un punto importante y es que si se colocan esquemas de incentivos, se pueden lograr bajas significativas en los precios. Esto lo vemos en las transacciones de gas en el mercado spot. Si uno compara en alguna de las cuentas lo que se llama el

precio de referencia, que es prácticamente los precios de cuenta, con los precios que después se negociaron prácticamente en el caso del verano del 97 se dio un 10% de descuento. Si uno introduce esquemas de incentivos en donde la competencia comienza a surgir aunque sea todavía no lo suficiente, genera efectos que son deseables y mejores que los efectos regulatorios en general.

Ahora, qué reflexiones uno hace, ya para ir terminando la charla

En primer lugar, los cuadros de visualización global de la industria muestran que las realidades de cada país, evaluadas de manera individual o conjunta, con los actores, marcos regulatorios, grado y tendencia de la regulación, distan de los objetivos a alcanzar todavía; es un proceso que va a tomar tiempo pero no hay que perderlo de vista. El grado de concentración en los mercados no regulados, permanecerá elevado todavía y es importante vigilar adecuadamente el comportamiento de las empresas hegemónicas que surgen de los procesos de reestructuración en los sectores regulados. Si uno tuviera que hacer reflexiones sobre una eventual integración gasífera, en este marco de los países, uno ve que los mercados mayoristas de gas se encuentran todavía segmentados y se dificulta la conformación de un mercado mayorista del gas más allá de los límites territoriales de cada país. Los mercados concentrados, en donde se manifiestan posibilidades de segmentación promueven prácticas no competitivas. Sin embargo, cuando la segmentación adquiere un carácter institucional, los diferentes precios en las transacciones tienen que ver con los costos ex ante, por mayor incertidumbre que provocan las regulaciones discrecionales domésticas. Mercados mayoristas de esta

naturaleza no promueven señales de precios para una asignación correcta de recursos en toda la cadena de la industria. Evidentemente, más que generarse rentas de escasez, tienden a predominar las rentas monopólicas.

Claramente, la estructura del sistema afecta el ejercicio de la elección por el usuario, es decir, número de jugadores, el acceso abierto, y el diseño del sistema. Y el mayor impacto de la competencia surge de un adecuado diseño estructural y debe tenerse en cuenta que competencia y subsidios explícitos deberían introducirse siempre simultáneamente para evitar subsidios cruzados. Estos últimos, los subsidios cruzados, generan problemas de penetración del gas en los sectores con recargo y problemas de funcionamiento en los sistemas que inician su desarrollo. Cabe esperar en un futuro, obviamente en la distribución un monopolio residual para los usuarios cautivos con tarifas necesariamente más altas respecto de los mercados con alternativas de suministro. Es decir, yo creo que la realidad es esa, tarifas residenciales mayores a las industriales y no necesariamente representando un subsidio cruzado sino una realidad de costos de prestación del servicio.

Y ya para terminar, los sistemas tarifarios deben entenderse como un todo, es decir, no es solamente la tarifa, es la metodología de cálculo, es la modalidad tarifaria que se elige, son los ajustes y son las revisiones de las tarifas. Todo eso conforma un sistema tarifario y deben adecuarse en todo momento, y deben tenerse en cuenta muy especialmente los principios que guíen su determinación, es decir, yo no puedo estar utilizando principios y fijar tarifas que después se alejen de esos principios. Es

decir, yo tengo que tener tarifas que son previsibles y no puedo estar cambiando las tarifas de una manera que no lo sean; que no provoquen esa previsibilidad. Debe reflejar la naturaleza de los costos del servicio y el grado de desarrollo del sistema tanto para los niveles tarifarios. Muy diferentes son las tarifas y cómo debe ser el sistema tarifario en sistemas con desarrollo vs sistemas que ya están maduros. Las tarifas deben premiar la gestión eficiente, relacionarse con el funcionamiento de los mercados secundarios, es decir, debemos promover la actividad de mercados secundarios en el transporte fundamentalmente, y si es posible, que esos tengan precio libre porque son la forma de saber si nuestros precios regulados son precios realmente económicos o no. Y obviamente distinguir en las revisiones y ajustes si los cambios reflejan un comportamiento exógeno o endógeno al regular, es decir, todo lo que es ajuste y revisión tarifaria, tiene que ser prácticamente un pass-through automático cuando el costo no tiene que ver con la gestión de la empresa. Al contrario cuando tiene que ver con la gestión de la empresa, es cuando se vuelve un tema que es discrecional y conviene allí otros parámetros para poder eventualmente determinar el cambio de la tarifa.

Y por último un tema que ya se mencionó es la dinámica. La dinámica de la regulación en estos países debe entenderse visualizando el futuro del sistema, es decir, mayor competencia, y como ésta se define la podemos alcanzar y que en la realidad se vayan alcanzando los objetivos intermedios. Sin embargo, y esto es importante, no deben anticiparse o implementarse esquemas de incentivos que solamente son aplicables a sistemas más maduros. Tampoco deben generarse estructuras que no permitan

flexibilizaciones posteriores. Todos los cambios serán de segunda generación, así es que todos van a ser cambios sobre un ya nuevo esquema y requerirán necesariamente de consenso para evitar el "stress regulatorio" que yo lo llamo entre los agentes del sistema.

Preguntas:

Los precios de gas para consumo residencial en Argentina son más altos que para la industria y eso no se considera un subsidio cruzado, de tal manera que nosotros hemos estado trabajando de una manera diferente??.

Voy a hacer brevemente una historia en el caso de cómo se determinaron inicialmente las tarifas en Argentina.

Previo a la privatización, las tarifas residenciales estaban sustancialmente por debajo de las tarifas industriales y esto reflejaba dos situaciones particulares: Una, que los gobiernos, con anterioridad venían haciendo una política que podríamos llamar sectorial, en algunos casos, y políticas de distribución del ingreso, y además fue afectada profundamente, con la hiperinflación en Argentina. Pero el esquema que se definió a posteriori fue un esquema en donde, fundamentalmente Argentina debía salir a competir en el mercado Mundial, es decir, una transformación, lo que podríamos decir, una apertura económica de Argentina y allí no puede existir un esquema de subsidios cruzados, por ejemplo, desde la industria hacia el sector residencial porque obviamente si se pide que la industria compita no se le puede sobrecargar para financiar el sector residencial. De hecho, lo que se hizo en el momento de la privatización fue subir las tarifas residenciales y dejar las tarifas

industriales aproximadamente en el mismo nivel con una caída del 20% para acomodarla a lo que era, en ese momento, el precio del combustible sustituto (un poco por debajo del precio del combustible sustituto). Entonces partimos con tarifas más altas para el consumo residencial, a posteriori con tarifas más bajas en el sector industrial.

Las tarifas para la industria deben diseñarse fundamentalmente para atender los picos de consumo aunque después no se utilice la capacidad. Y como tiene un factor de carga, es decir, un nivel de uso muy diferente, porque el uso del pico es muy distinto al uso anual. Obviamente el costo de lo que es el transporte para el usuario residencial, es más alto que, en general, para los usuarios industriales que suelen tener un factor de carga más alto, es decir, un uso relativamente parecido al máximo que ellos pueden tener. Ese es un elemento, el otro es que para llegar hacia el usuario residencial es necesario incluso inversiones adicionales, es decir, varios elementos hacen que el costo o sea la tarifa que debe fijarse al usuario residencial tiene que ser más elevada que al usuario industrial.

El otro punto que yo señalé allí en el tema de subsidios tiene que ver con otra política que se aplicó en ese momento en Argentina. Por supuesto en cada país es diferente y el tema es lo que ya sabemos, que el subsidio genera costos. ¿Cómo generar el mínimo costo en materia de una política de subsidios?. En Argentina existieron subsidios y todavía existen algunos pero son financiados a través del presupuesto nacional, es decir, la empresa distribuidora recibe exactamente la misma tarifa (este es el caso del sur, en donde la empresa recibe el dinero, como si el usuario residencial estuviera pagando la tarifa completa). La

idea básica que hizo primar ese objetivo de tener algunos subsidios y financiarlo a través el presupuesto es que no tiene que ser el sector gasífero el que financia un problema de distribución de ingreso sino que tiene que ser a través del presupuesto de la nación. Es decir, lo pagan todos los habitantes y no los consumidores de gas de un determinado estrato o categoría deben subsidiar.

Este fue el esquema que se tomó, y con el tiempo se eliminó una de las categorías de los subsidios, como fue la de los jubilados, que se hizo en forma gradual y la realidad es que el único subsidio que existe hoy en Argentina es en el mercado residencial del sur y es financiado a través de presupuesto. Es un subsidio explícito, y en ningún caso es subsidiado en forma cruzada por cualquiera de los otros usuarios del sistema.

- El consumidor accede a opciones de servicio
- Otorgar seguridad jurídica al inversor. (Preocupación por el sostenimiento de la oferta).
- Mayor rol para las transacciones de mercado (hay mayor competencia?)
- Preocupación por la transparencia de las regulaciones y transacciones de los agentes de mercado.
- Esquemas regulatorios acorde con la dinámica del sector, primando los esquemas de incentivos.
- Preferencia por aceptar las fallas de la competencia (es la visión política).
- No desfinanciar la actividad de distribución en los mercados cautivos (hasta donde es viable la política de by-pass?)
- Viabilizar otras actividades complementarias a la distribución de gas. Aprovechamiento de sinergias

TENDENCIAS DE LA REGULACION Y LA ACTIVIDAD DE DISTRIBUCIÓN



Configuración del sector energético en la actualidad

- Fuerte crecimiento del sector energético con mayor participación y protagonismo del sector privado.
- Los negocios se dirigen hacia los mercado que desarrollan la oferta y demanda del gas con nuevas infraestructuras.
- Los procesos de reestructuración y de diseño del sector gasífero – instituciones, regulaciones y mercados – difieren en aspectos fundamentales, mientras que los objetivos a alcanzar a través de los cambios son similares.

¿Cuál es la tendencia regulatoria en un ambiente de mayor participación del sector privada?

- Las condiciones iniciales de las que parten las reestructuraciones en cada país y los procesos de transición hacia mercados competitivos adquieren características particulares.

Aspectos salientes del proceso

- Persistencia de fuentes subsidios en los precios de algunos energéticos, lo que dificulta los planes de gasificación.
- Preocupación por una mayor concentración de poder en las empresas dominantes que surgen de la reestructuración.
- Coexisten en una industria segmentada empresas públicas y privadas con objetivos e incentivos diferentes. Esto lleva a que:
 - Se dificulte la formación de precios de mercado.
 - Se transmiten inadecuadamente las señales de expansión
 - Se dificulte o torne inapropiados los mecanismos de incentivos a la buena gestión de los concesionarios.
- Los estadios: Gasificación y competencia requieren de una estructura de industria que permita esa transición.
- Colisión entre los objetivos de crear ambientes competitivos y el diseño de la estructura de la industrial y de las regulaciones.
- Mercados mayoristas con pocos participante y posibilidades de lección a los usuarios limitados.

Este desarrollo particular puede dificultar la consecución de los objetivos, por cuanto:

- La promoción de cambios ulteriores (de segunda generación) sobre las estructuras ya creadas tienen baja productividad.
- Estos cambios deben efectuarse en presencia de fuertes derechos adquiridos.
- Aparición de stress regulatorio. La sociedad demanda mayor protección del regulador por el mal funcionamiento de los mercados, y las medidas que este adopta o pueden atentar contra la seguridad jurídica de las inversiones o resultan superficiales.
- En este escenario se hace necesario consensuar con el sector regulado los cambios en el sistema regulatorio distinguiendo en la performance de las empresas lo que es riesgo del negocio del no adecuado funcionamiento del sistema regulatorio para alcanzar los objetivos:
 - ✓ Penetración del gas (gasificación).
 - ✓ Una competencia sustentable con el buen funcionamiento del negocio.
- El mal funcionamiento del sistema no puede ser tomado como error de previsión de negocio el mal funcionamiento atañe al regulador porque no se cumplen los objetivos de la ley.

DISTRIBUCIÓN

País	Título y plazo	Prestador	Mercado y precio del gas	Tarifa de distribución	Integración vertical	Servicio al merc minor	Unbundling merc mayor	Regulador
ARGENTINA	Licencia concursada por 35 + 10	Privados	Mercados prima y secua Regulación pass thr mino	Reguladas por precios máximos	limitada	tiene prioridad con riesgo de subdistrib	riesgo by pass: comercial y físico	ENARGAS
BRASIL	Regulado localmente	Regulado localmente	Mercado primario Precio libre	Regulado localmente	Regulado localmente	exclusivo	riesgo by pass comercial	Regulado localmente
BOLIVIA	Concesión Concursada Por 20 Renovables	Privados	Formalmente libre Definido por YPFB	Reguladas?	limitada	exclusivo	reservas de mercado para YPFB	YPFB y SIRESE
URUGUAY	Concesión Concursada por 30 años	Estatal y Privados	Libre	Reguladas por precios máximos	permitida	tiene prioridad con riesgo de subdistrib	riesgo by pass: comercial y físico	MIEM
CHILE	Concesión Directa sin límite de tiempo	Privados	Libre	Negociadas	permitida	no exclusivo	riesgo by pass: comercial y físico	Comisión Nacional de Energía

TARIFAS

País	Sistema	Categorías	Subsidios	Comercialización	Intervención Regulada
ARGENTINA	price cap	por distancias, zonificadas, tipo de servicio y volúmen	prohibidos	precio libre	aprueba tarifas y resuelve conflictos
BRASIL	Contractuales reguladas localmente (distribución)	libres se detecta uniformidad en city gates (transporte) y por tip de servicio (dist)	no hay previsiones (salvo la prohibición del protocolo)	aún no regulado	en caso de conflicto (transporte) regulado localmente (distribución)
BOLIVIA	contractuales (transporte) reguladas (distribución)	por plazo (transporte) y tipo de servicio (transporte y distribución)	prohibidos (transporte) previstos expresamente (distribución)	aún no regulado (intermediario)	aprueba tarifas y resuelve conflictos
URUGUAY	reguladas	por distancias, zonificadas, tipo de servicio y volúmen	prohibidos	precio libre (salvo la mediación de ANCA en la importación)	aprueba tarifas
CHILE	contractuales (transporte) libres con límites (distribución)	libres		libre	en caso de conflicto

CUADRO DE VISUALIZACIÓN GLOBAL DE LA INDUSTRIA EN TÉRMINOS DE COMPETENCIA

País	Producción			Transporte			
	Modo de acceso	Título	Privilegio	Grado d concentración	Open Access	Riesgos de compet	Mercado Secund
ARGENTINA	concurso	concesión	para transp	Alto	efectivo	medio	incipiente
BRASIL	concurso	concesión	para transp	Alto	formal	medio	esperable
BOLIVIA	concurso	Joint venture	para transp	Alto	formal	bajo	no
URUGUAY	concurso	Joint venture	para transp	----	formal	bajo	no
CHILE	?	concesión	?	----	efectivo	alto	no

CUADRO DE VISUALIZACIÓN GLOBAL DE LA INDUSTRIA EN TÉRMINOS DE COMPETENCIA

País	Distribución			Libertad contractual y tarifaria		
	Unbund	Riesgos de compet	Privilegio	Alta	Media	Baja
ARGENTINA	com y fisic	alto	zonales			X
BRASIL	com	bajo	zonales	X		
BOLIVIA	res de mer	bajo	zonales			X
URUGUAY	com y fisic	bajo	zonales		X	
CHILE	permitidos	alto	no hay	X		

Caso Argentino
Estructura del Mercado
Mayorista de Gas

- Oferta de Gas Natural altamente concentrada.
- Esto cambió considerablemente desde 1989 a 1991 (venta de las áreas centrales de producción, derechos de exploración, áreas marginales.) Casi el 100% de la participación del mayor productor en el mercado cayó al 62% en 1992).
- Desde 1995 el grado de concentración del mercado para esta industria mostró un ligero cambio.
- Las ventas directa a los grandes usuarios se fueron incrementando. Estas representaban el 23% del total de las ventas en 1996 comparadas con el 3,3% en 1993.
- La competencia en los segmentos transporte y distribución para grandes usuarios fue muy significativa

Descuentos tarifarios por tipos de servicio*
Promedio Distcos

	Descuentos (%)	
	1995	1996
Usuarios Distribuidores		
SG-G	22,8	22,0
FD	28,4	33,0
FT	55,5	53,4
ID	20,1	25,2
IT	9,7	24,5
Promedio	23,1	28,8
By Pass Comerciales		
Transmisión y Distribución	40,2	44,0
Distribución	75,0	73,5
Promedio General	26,7	35,2
Descuentos en márgenes de Distribución*		

Transacciones de Gas en el Mercado Spot (1996/97)

Cuenca Neuquina	1996		1997	
	Invier no	Verano	Invierno	Verano
Volumen: Spot/Contrato	2%	4%	5%	10%
Precio: Spot/Referen. (x 100)	94.8	88.0	97.3	89.2
 Cuenca Noroeste				
Volumen: Spot/Contrato	2%	3%	10%	9%
Precio: Spot/Referen. (x 100)	97.5	85.1	92.7	87.5

Nota:

De acuerdo al Mecanismo Opcional de las Distcos para las compras de gas (Decreto 1020/95).

Invierno: mayo-septiembre, Verano: octubre-abril (excepto 1997: oct./dic. '97).

Actualmente seis Distcos han elegido ese mecanismo.

Algunas reflexiones relativas al funcionamiento de los sistemas gasíferos en algunos países

- ✓ Los cuadros de visualización global de la industria muestran que las realidades de cada país evaluadas de manera individual o conjunta con los actuales marcos regulatorios (grado y tendencia de la regulación) distan de los objetivos a alcanzar.
- ✓ El grado de concentración en los mercados no regulados (producción) permanecerá elevado y es importante vigilar adecuadamente el comportamiento de las empresas Hegemónicas que surgen de por procesos de reestructuración en los sectores regulados.

- ✓ Los mercados mayoristas de gas se encuentran todavía segmentados y se dificulta la conformación de un mercado mayorista del gas más allá de los límites territoriales de cada país.
- ✓ Los mercados concentrados en donde se manifiestan posibilidades de segmentación promueven prácticas no competitivas. Sin embargo, cuando la segmentación adquiere un carácter institucional, los precios diferentes en las transacciones tienen que ver con los costos ex ante por mayor incertidumbre, que provocan las regulaciones discrecionales domésticas.
- ✓ Mercados mayoristas de esta naturaleza no promueven señales de precios para una asignación correcta de los recursos en toda la cadena de la industria. Evidentemente, más que generarse rentas de escasez, tienden a predominar las rentas monopólicas.

Claramente...

- ✓ La estructura del sistema afecta el ejercicio de la elección por el usuario (número de jugadores; acceso abierto; v. Gr diseño del sistema).
- ✓ El mayor impacto de la competencia surge de un adecuado “diseño estructural.”
- ✓ La competencia y los subsidios explícitos deberían introducirse simultáneamente para evitar los subsidios cruzados. Estos últimos generan problemas de penetración del gas en los sectores con “recargos” y problemas de funcionamiento en los sistemas que inician sus desarrollos.
- ✓ Cabe esperar en el futuro un monopolio residual para los usuarios cautivos con tarifas necesariamente más altas respecto de los mercados con alternativas de suministro.
- ✓ La dinámica de la regulación debe entenderse visualizando el futuro del sistema (mayor competencia - como esta se defina) y que en la realidad se vayan alcanzando los objetivos intermedios. Sin embargo:
 - No debe anticiparse o implementarse esquemas de incentivos que solamente son aplicables en sistemas más maduros.
 - Tampoco deben generarse estructuras que no permitan flexibilizar a posteriori.
 - Prácticamente todos los cambios serán de segunda generación y requerirán necesariamente de consenso entre los agentes del sistema.

Los sistemas tarifarios – Entendidos como metodología de cálculo, modalidades, ajustes y revisiones de las tarifas – deben adecuarse en todo momento a :

- Los principios que guían su determinación
- La naturaleza de los costos del servicio
- Al grado de desarrollo del sistema, tanto para los niveles tarifarios, ajustes y características de la revisión.
- Premiar la gestión eficiente
- Relacionarse con el funcionamiento de los mercados secundarios.
- Distinguir en las revisiones y ajustes si los cambios reflejan un comportamiento exógeno u endógeno al regulado.

Dirección del Marco Regulatorio para la Industria del Gas en Colombia

*Dr. José Camilo Manzur
Director Ejecutivo de la CREG*

Gracias a Naturgas por invitarnos a participar en este primer foro sobre la industria del gas natural en Colombia. Evidentemente tengo un gran reto en estas horas de la tarde.

El tema es un poco aburrido pero espero entretenerlos un poco sobre dichos temas.

La verdad es que espacios como el que hoy brinda Naturgas son bien importantes para intercambiar ideas y opiniones con lo más granado del sector que está indudablemente presente acá. Bajo ese contexto, no he querido venir acá a hablarles sobre el Marco Regulatorio, sobre las bases, los principios conceptuales y teóricos, que se han establecido en la Comisión de Regulación, dado que esto es muy conocido por ustedes y eso se puede hacer a través de un comunicado o un artículo de prensa. Me ha parecido mucho más interesante plantear una exposición focalizada a los diferentes problemas y tópicos que le atañen a la industria, con objeto de compartir con ustedes una serie de planteamientos sobre dichos temas. Entonces, no me referiré a temas que son de competencia de otras entidades, sin embargo, tocaré muy sucintamente algunos aspectos que son de competencia de dichas entidades. Así, las opiniones que expresaré en esta conferencia son de absoluta responsabilidad del expositor y en ningún caso de la Comisión de Regulación de Energía y Gas, dado que sería irresponsable e irrespetuoso de mi parte, siendo la Comisión un cuerpo colegiado,

conformado por ocho miembros, donde las decisiones se adoptan en forma colegiada, que me permita yo, de manera irresponsable, tomar opiniones en nombre de la Comisión.

Voy, inicialmente, a manifestar algunos aspectos muy generales. Para todos es de conocimiento el desarrollo y avance que ha tenido el sector en los últimos años, sin embargo, se requiere avanzar mucho más en ellos; hay que ser dinámicos en el proceso regulatorio buscando establecer normas que sean estables y claras que permitan una masificación y expansión de la industria del gas en Colombia. Punto importante bajo esa situación, y hay que mencionarlo así, la mejor señal que puede recibir un mercado de recursos energéticos, es la estabilidad regulatoria buscando, como les mencionaba, la masificación y la expansión del sector. En este sentido, habrá que mirar lo relacionado con el sector eléctrico dado que es el principal consumidor del gas, lo que conlleva a trabajar en forma complementaria, de manera comercial, los diferentes agentes en el sector con objeto de que haya un éxito, y unas rentabilidades con dichos agentes. No se puede mirar el sector gasífero de manera independiente del sector eléctrico cuando éste consume aproximadamente el 50% de los volúmenes de gas.

En principio, cuáles son los principales objetivos de política dentro de la parte regulatoria, y cuáles las principales metas del plan de masificación de gas que, si bien no son determinadas por la Comisión, son un aspecto importante que permiten obtener señales para lograr dichas metas y mirar la cadena de la industria del gas. No voy a referirme a cifras sino directamente a los puntos específicos cuando vaya a la parte de la cadena y poder compartir con ustedes algunas inquietudes sobre aspectos de dichas actividades.

Los principales objetivos de la política, van asociados con los principios de garantizar una prestación eficiente del servicio, promover y preservar la libre competencia (que lo miraremos en los aspectos de comercialización), buscar regulación de monopolios, garantizar el acceso de los agentes y los usuarios al sistema, buscar una iniciativa de participación privada y contribuir por ende al bienestar de los usuarios. Evidentemente, existen otros aspectos como la seguridad y la calidad del recurso. Como ustedes conocen también, el Gobierno Nacional y las principales autoridades gasíferas miran una serie de metas del plan de masificación para el año 2010 que están referidos básicamente a un consumo de 1300 millones de pies cúbicos diarios que es el doble de lo que se consume hoy. 3.3 millones de usuarios que son el doble de los que existe hoy y en fin, una serie de indicadores estableciendo la penetración que puede tener el combustible relacionado con la sustitución industrial y lo qué representa el gas dentro del balance energético, y dentro de la canasta en ese año. Hoy representa el 13% de la canasta y se espera que llegue al 21%. Estas son proyecciones de demanda establecidas por la UPME de las cuales se ve que en año 2010, el sector térmico estará consumiendo el 56% de dicha demanda y casi duplicaría los volúmenes que hoy en día está consumiendo dicho sector. Esto es importantísimo, y quiero mencionarlo, porque todos sabemos que una industria que esté iniciándose, más en el sector gasífero, la infraestructura tanto de producción como de transporte inicialmente debe estar por encima del consumo promedio. Esta condición le generará algunas dificultades en el inicio del desarrollo del sector el cual se espera que, en el mediano y largo plazo, cuando se incremente la oferta eléctrica térmica a base de gas, se tendrán unos consumos mucho más continuos que

permitirán una estabilización, es decir, el moverse con una mejor facilidad, si se puede mencionar en esos términos. Entonces, en la estructura del consumo, se ve el sector eléctrico importantísimo. Pero hay que hacer ingentes esfuerzos por parte de los comercializadores, que deben ser agresivos en buscar la penetración con otros mercados. En mi concepto personal, hay una participación muy pasiva desde ese punto de vista, hay que penetrar mucho más el gas y buscar penetrar mucho más en el sector industrial. No puede continuarse con esa pasividad en materia de comercialización del combustible. Bajo ese contexto, iniciemos con la cadena de la industria del gas natural iniciando con la parte de la oferta. ¿Cuál es el primer punto que debemos evaluar?.

Yo creo que todos los que estamos acá presentes, nadie desconoce que debe haber una mayor certeza en la fuente de suministro de gas. Si bien escuchábamos esta mañana a Ecopetrol, de que se están haciendo ingentes esfuerzos, si vemos que las cifras van modificándose cada vez más y con unos períodos de tiempo relativamente cortos, en las cuales si bien se hablaba de unas reservas de 7.8 Tera pies cúbicos en 1996 estamos hablando hoy con cifras establecidas por Ecopetrol del orden de 6.3 Tera pies cúbicos para este año. Eso permite dentro de una competitividad del mercado que hay que tener una certeza, una confianza sobre las reservas, una confianza sobre los volúmenes, que exista una suficiente confianza sobre los volúmenes con objeto de que exista dinamismo y competitividad. Bajo ese aspecto se tendría que mirar la parte de las reservas, fomentar una política exploratoria e incluso mirar diferentes fuentes de suministro e incluso diferentes a las nuestras, llamemos específicamente, de importación de dicho combustible. Para todos. Todos sabemos

que en nuestro país, en este momento, este no es un bien transable, o sea, no es un bien que sea exportable en la actualidad y de hecho su costo de oportunidad debe reflejar las condiciones de dicho recurso. Por ello, debemos mirar muy detenidamente la situación del precio de boca de pozo. La CREG ha determinado unas señales en las cuales a partir del año 2005 el precio del gas será libre. Muchos agentes han manifestado que por qué no se libera ese precio de manera inmediata. En mi opinión, pienso que no se debe liberar el precio en la actualidad. ¿Por qué?, porque no están dadas las condiciones en el mercado que lo permitan. No se puede liberar un precio cuando existe un monopolio o un duopolio por parte de la oferta. En la medida que se libere el combustible el comportamiento natural va a hacer que el precio se suba hasta el sustituto más cercano, entonces primero debemos garantizar y establecer las condiciones que permitan liberar el precio. ¿Cuáles son esas condiciones?. Establecer que existan mayores oferentes en el mercado, por el lado de la producción y por el lado de la comercialización, que existan también mayores oferentes en el mercado y que por lo menos existan un número de 4 o 5 comercializadores. Por eso tenemos que establecer unos límites en el poder de mercado. Hoy en día, ustedes lo mencionan, lo saben, la empresa estatal colombiana mueve alrededor del 60% de dicho combustible cosa que debe mirarse con bastante detenimiento, analizando las implicaciones jurídicas de adoptar una política de esta naturaleza. Pero si bien es cierto que las políticas o las condiciones de mercado no están dadas para que se libere el precio de manera inmediata también es cierto que debemos abordar este período de transición, mientras se libera, una serie de acciones que permitan llegar a ese aspecto. ¿Cuáles aspectos pueden ser?. Veamos:

En principio, y lo digo, opinión muy personal mía, habría que mirar cuál es la verdadera señal con respecto al precio actual del gas. En mi concepto, debe haber una señal mucho mejor que refleje el costo de oportunidad del recurso. No debería estar asociada al Fuel Oil de exportación en Cartagena (base exportación de Ecopetrol). Lo digo en opinión muy personal, respetuosamente. Evidentemente, hay que dar unas condiciones que permitan incluso mirar el precio que refleje su costo de oportunidad, independientemente de si el gas es libre o es asociado el gas debe reflejar su verdadero costo de oportunidad que incentive al inversionista privado a hacer planes de exploración y de explotación, que dinamicen mucho más el mercado. En este sentido, podrían mirarse muchas alternativas que permitan dinamizar, que permitan incluso que aquellos agentes que comercializan volúmenes importantes subasten su gas, que miren mercados de futuros de gas; hay que abrir el mercado, hay que romperlo, hay que reventarlo en ese aspecto. Bajo ese contexto yo quiero que no nos casemos con ningún paradigma en ese sentido. Evidentemente, existe mucho "stress regulatorio" como lo mencionaba el Dr. Raúl García esta mañana, y debemos trabajar de manera consensual con objeto de mirar cuales serían las mejores políticas para adoptar. Un aspecto, mientras se libera el precio en boca de pozo, se relaciona con la posibilidad de mirar y sentar las bases de un mercado secundario. Si bien existe una necesidad sentida por parte del sector del mercado secundario, es un aspecto importante pero no es una solución inmediata a corto plazo. El mercado secundario, contribuye evidentemente porque los volúmenes que se pueden mover a través del mercado secundario inicialmente pueden ser menores pero dinamizan el mercado y permitirán inclusive que otros sectores, dependiendo de

la época si es verano o invierno, puedan movilizarse bajo ese mercado. En esa materia se van a dar unos primeros pasos, estableciendo las bases que menciono, más como una reventa bien sea en producción, o una reventa en capacidad de transporte para llegar a un punto de un mercado secundario con absoluta transparencia, con absoluto dinamismo tanto de la oferta como de la demanda que sean plenamente activas.

Punto importante, que también se ha mirado dentro de la problemática, está asociada con la bolsa de gas. Este es un punto que se debe analizar con bastante detenimiento. No es un punto que se ve muy prioritario en el corto plazo, o sea, hay unas medidas que se deben adoptar de primera forma en el momento de llegar a esos niveles. Esos son digamos, en mi sentir, aspectos fundamentales que se deben mirar desde el punto de vista de la oferta.

Otra actividad bien importante también dentro de la industria del gas está asociada con el transporte. Veamos que las señales que se han determinado hasta el momento son consecuentes con garantizar una expansión del recurso, con garantizar una remuneración adecuada y razonable a los agentes involucrados en el mercado. La expansión se mira desde el punto de vista de la remuneración propiamente dicha. Hay un aspecto que si bien no nos compete, es el "Fondo" que fue creado a través de ley 401 que refleja el impuesto de 1.5% sobre los ingresos de los transportadores que permitirá una expansión, aspecto que no nos compete, pero ese aspecto habría que mirarlo. Y relacionado con la remuneración, ya se vienen adelantando acciones en ello. La Comisión, lo que está haciendo en esta oportunidad es establecer una metodología única para todos los transportadores. Con anterioridad, se venían manejando el costo medio de largo

plazo como valor económico del costo del recurso. También es cierto que al interior los costos han sido un poco variables relacionados con el costo de oportunidad del capital, con los gastos de administración, operación y mantenimiento, con el horizonte de proyección, la vida útil de los activos, en fin. La Comisión, con vigencia a partir de mañana, adoptó una metodología para la remuneración de los transportadores. Para la decisión final se tendrán 30 días de discusión con los agentes y luego 30 días más que la Comisión se tomará para observar dichas inquietudes y adoptar en forma definitiva la remuneración. Conviene aclarar que ésta es una señal porque la estructura de cargos no es esa; la estructura de cargos debe estar asociada a ese costo medio de largo plazo, pero hay que dinamizar el proceso mismo de la estructura de cargos y vemos algunas dificultades en el sistema al interior, yo personalmente. Por ello, estamos dando los inicios a un estudio completamente profundo que permita mirar la estructura de cargos con objeto de ver, por ejemplo, aquellas centrales térmicas que se han instalado en el sistema del interior, y prioritariamente con objeto de mirar una serie de opciones a nivel tarifario que permitan darle un poquito de flexibilidad al proceso. Digamos flexibilidad mirándolo con detenimiento porque esto es un monopolio y dentro del punto de vista del monopolio tiene que haber unas tarifas definidas y reguladas por la Comisión, pero que se miren aspectos en las modalidades de contratación que permitan, compartir riesgos, compartir beneficios, compartir utilidades. Hay que hacer un poco de imaginativos inclusive también en la parte tanto de la producción, transporte, así como en las centrales térmicas, con objeto de que establezcan algunos mecanismos que permitan mayor flexibilidad. Evidentemente hay diferentes esquemas como un cargo

firme con unos volúmenes con demanda promedio, unos cargos altos en los picos, y puede haber cargos estampillas. En fin, hay diferentes modalidades que se pueden determinar y dar precios bajos en épocas de invierno, bastante bajos. Precios en los cuales se comparta, con base en las señales o en los precios de la bolsa de energía, puede haber una integralidad, un tipo de "alianza estratégica". Bajo esa situación, se espera, que esta metodología quede en firme en unos 60 días y la estructura de cargos como paso posterior a ello. Aspecto importante, también dentro de la actividad de transporte es el reglamento de transporte: "el RUT". Este es un reglamento que contempla aspectos relacionados con la operación, con la conexión, la reventa de la capacidad, normas técnicas, acceso, calidad del gas, y expansión, en el que hemos trabajado muy cercanamente con los agentes, en las cuales incluso, recibimos por parte de Naturgas unos comentarios completamente concertados con todos los agentes del gas ya estamos ad portas de sacar este reglamento, hemos dado como una segunda ronda con las nuevas observaciones, y le hemos enviado dicho reglamento al gremio de Naturgas, al gremio de los generadores térmicos que es bien importante en este aspecto. Evidentemente dentro del RUT se marcarán también los primeros pasos relacionados con el mercado secundario llamémoslo más en este caso: la reventa de capacidad de transporte con la actividad misma de transporte. Hay que explorar otros puntos asociados como servicios complementarios con la actividad de transporte por ejemplo como el almacenamiento, hay que ahondar mucho más en este aspecto y para ello invito al gremio gasífero, al gremio de los generadores y a todos los agentes que nos envíen propuestas y observaciones que podamos concensuar, como lo decía el Dr.

García, algunos aspectos en esa materia.

Pasemos a otra actividad de la industria del gas asociada con la distribución.

En distribución, existe también la fórmula tarifaria, la remuneración, perdón, asociada con dicha actividad. Remuneración que creemos, que permite un retorno adecuado a los agentes y existe una fórmula tarifaria determinada a los usuarios finales. En la fórmula que está en el acetato se miran los componentes de producción, distribución, transporte, comercialización y el Kst que es un factor de corrección. Quiero mencionar el factor de corrección en virtud de que, como lo han manifestado algunos agentes, requiere una revisión. Estamos analizando detalladamente las correcciones que se deben realizar al factor de corrección, aspecto que estamos mirando con mucho detalle con objeto de hacer los ajustes que sean pertinentes. Pero no perdamos de vista que las señales que se han determinado aquí, son por un período de 5 años; entonces habrá que mirar dentro de los aspectos jurídicos, para establecer unas señales claras y estables como lo he mencionado. ¿Cuáles son los ajustes que se pueden realizar bajo esa óptica, sin perder jamás esa visión?.

Otro aspecto para mirar también, que nos parece muy interesante, es la posibilidad de establecer unos cargos de distribución asociados por niveles de presión. Mirar también si existen esas diferencias entre los Dts con las áreas exclusivas y no áreas exclusivas, es decir, ver todas esas situaciones, ver esa película (como yo menciono a cada rato), en esos aspectos. Evidentemente, hay que mirar esa situación desde el punto de vista jurídico con objeto de no afectar a nadie que ya esté operando y trabajando bajo un esquema y con las reglas

que se han determinado.

Para finalizar, nos queda la actividad de comercialización. El desarrollo eficiente de un mercado de comercialización requiere de flexibilidad en la comercialización y requiere de una diversidad de vendedores. Por eso mencionaba yo que podemos mirar esquemas que permitan compartir riesgos y beneficios, con objeto de que los dos sectores se dinamicen. Buscar que los dos sectores se dinamicen y puedan tener muchas rentabilidades. Bajo esa situación también habría que mirar, la posibilidad de limitar el poder de mercado de los comercializadores; como mencionaba, que existan un número tal de comercializadores; por ejemplo 4 o 5, que dinamicen mucho más el mercado pero habrá que mirar estos aspectos desde el punto de vista jurídico para ver las implicaciones que pueda tener.

También hablo de la necesidad de contar con comercializadores activos buscando penetrar en el mercado, competir con los otros combustibles pero siendo agresivos en esa materia. Hay reglas que se han determinado, inclusive en la misma flexibilización de que se pueden manejar promedios de los precios para los productores en boca de pozo asociados a un período de 36 meses. Esta es una situación transitoria, mientras se llega a las condiciones de liberar el precio cuando las condiciones del mercado así lo permitan. Aspecto que ya también lo había mencionado: el mercado secundario, los servicios complementarios y lo asociado a la bolsa de gas.

Digamos que esos son los principales aspectos en materia de comercialización resumidos con las diferentes modalidades de contratación si son en pico, en firme, interrumpible, más disponibilidades y las

diferentes que se dan entre los diferentes agentes.

Yo espero que, bajo esta situación, digamos ya para finalizar es hacernos las preguntas que nos manifestó Naturgas. Recordemos que Naturgas cuando nos invitó a participar en el Foro, nos manifestó qué queremos decir y qué es lo que queremos oír por parte de la Comisión. Yo creo que, en el desarrollo de mi intervención, me parece que estas preguntas han sido respondidas. ¿Cuál es su propuesta sobre la liberación del precio del gas?. He mencionado que pienso sobre ello. ¿Qué medidas impulsará la CREG para incrementar el número de agentes comercializadores de gas producido directamente por Ecopetrol?. Mencionaba que hay que limitar el poder de mercado de los comercializadores y no me refiero a ninguna empresa, sino en general, al mercado. Que debe haber un número de agentes que permita dinamizar el mercado, evidentemente mirando las implicaciones jurídicas de esta situación. ¿Cuál es su opinión sobre el mercado secundario?. Pienso que ya manifesté también opiniones sobre dichos aspectos. Y, relacionado con las preguntas siguientes; se permitirá una flexibilización tarifaria, yo he mencionado que debemos trabajar en ese aspecto. ¿Cuál será el esquema de tarifas para transporte?. Mencioné cómo estamos trabajando en ese sentido, y relacionado con cuál es el cronograma de expedición. Yo, ahí, si les digo que trabajemos en forma consensual para establecer cuáles serían los tiempos adecuados para poder determinar. Lo que si les quiero decir es que a corto plazo, se tomarán decisiones bien importantes.

Para finalizar, yo invito al gremio de los gasíferos, al gremio de los generadores, que nos envíen propuestas asociadas en este sentido para que en forma consensual trabajemos.

Para finalizar, espero haber manifestado no sólo lo que querían oír, por parte de Naturgas sino también lo que yo quería decir.

MARCO REGULATORIO

TEMARIO

- Objetivos de Política.
- Principales Metas Plan de Masificación.
- Oferta.
- Transporte.
- Distribución
- Comercialización

OBJETIVOS DE POLÍTICA

- Garantizar la prestación eficiente del servicio.
- Promover y preservar la libre competencia.

- Regulación de Monopolios.
- Garantía de Acceso.
- Participación privada.
- Contribución al bienestar de los usuarios.

METAS PLAN DE MASIFICACION-2010

- Consumo de 1300 MPCD.
- 3.3 millones de usuarios
- Cobertura del 86% de vivienda potenciales.
- 4400 Km. De gasoductos
- Sustitución Industrial – C: 10%; FO: 10%; CC: 60%; GLP: 60%; ACPM: 60%.
- El gas representará el 21% de demanda de energía. Hoy representa el 13%.
- 8700 MW que consumirán el 56% del gas, en doble de 1998.

INDUSTRIA DEL GAS EN COLOMBIA - MARCO REGULATORIO-

PROYECCION DE DEMANDA DE GAS NATURAL

AÑO	TOTAL PAIS			
	RESIDENCIAL Y TRANSPORTE	INDUSTRIA PETROQUIMICA Y REFINERIAS	TERMO- ELECTRICA	TOTAL
1998	71.2	261.1	323.2	655.5
1999	95.4	294.9	303.1	693.4
2000	114.1	310.1	320.9	745.1
2001	134.5	324.7	357.0	816.1
2002	148.1	335.4	399.1	882.6
2003	155.2	343.1 (34.2%)	506.1 (50.4%)	1004.4
2004	161.1	351.0	375.9	888.0
2005	166.4	358.8	385.4	910.5
2006	171.4	364.1	351.1	886.6
2007	176.5	373.1	431.0	980.6
2008	181.6	381.4	515.9	1078.9
2009	186.9	390.0	658.6	1235.4
2010	192.3	398.9 (29.6%)	756.0 (56.1%)	1347.2

Referencia:
Proyección
UPME

INDUSTRIA DEL GAS EN COLOMBIA

PRIMER FORO SOBRE
LA INDUSTRIA DEL
GAS NATURAL
EN COLOMBIA

MARCO REGULATORIO

	1990	1993	1996	1997	2000	2004
PRODUCCION (Mm3)(*)	5.201.2	5.334.4	9.360.5	12.750.0		
SUMINISTRO (Mm3)	3.978.6	4.195.1	4.664.9	5.910.0	6.934.2	9.255.1
CONSUMO (Mm3)	3.978.5	4.195.1	4.664.8	5.870.0	6.360.4	9.830.8

(*) Corresponde a la producción Fiscalizada que incluye Reinyección, Venteo, Lift y Suministros

ESTRUCTURA DEL CONSUMO POR SECTORES

	1990	1993	1996	1997	2000	2004
TERMoeLECTRICO	42.00%	48.20%	39.30%	49.50%	36.40%	48.10%
ECOPEPETROL	26.10%	18.60%	23.80%	20.30%	17.30%	11.90%
PETROQUIMICO	3.70%	2.60%	2.60%	2.70%	2.10%	1.50%
INDUSTRIAL	24.10%	23.10%	24.40%	18.10%	26.50%	22.20%
RESIDENCIAL	3.60%	6.40%	8.60%	8.40%	16.80%	15.50%
GNC	0.50%	1.00%	1.20%	1.00%	0.90%	0.80%
INSTA. DOMICILIARIAS	299.602	647.357	1.130.525	1.340.706	2.169.369	3.189.560
MUNICIPIOS ATENDIDOS	28	62	100	128	180	240

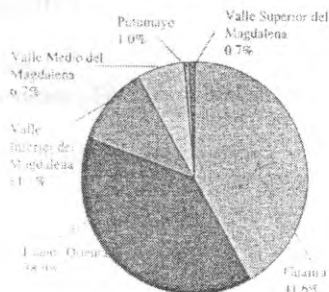
OFERTA

- Reservas, Exploración y Fuentes de Suministro.
- Limitar el poder de mercado
- Precio boca de pozo.
- Mercado Secundario.
- Bolsa de Gas.

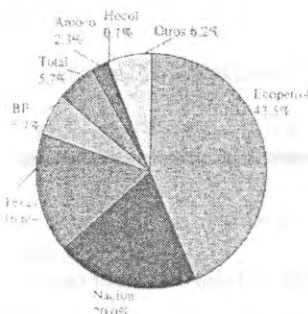
INDUSTRIA DEL GAS EN COLOMBIA - MARCO REGULATORIO -

RESERVAS COMPROBADAS

CUENCA



EMPRESA PROPIETARIA



Naturgas
ASOCIACION COLOMBIANA DE
GAS NATURAL

INDUSTRIA DEL GAS EN COLOMBIA - MARCO REGULATORIO -

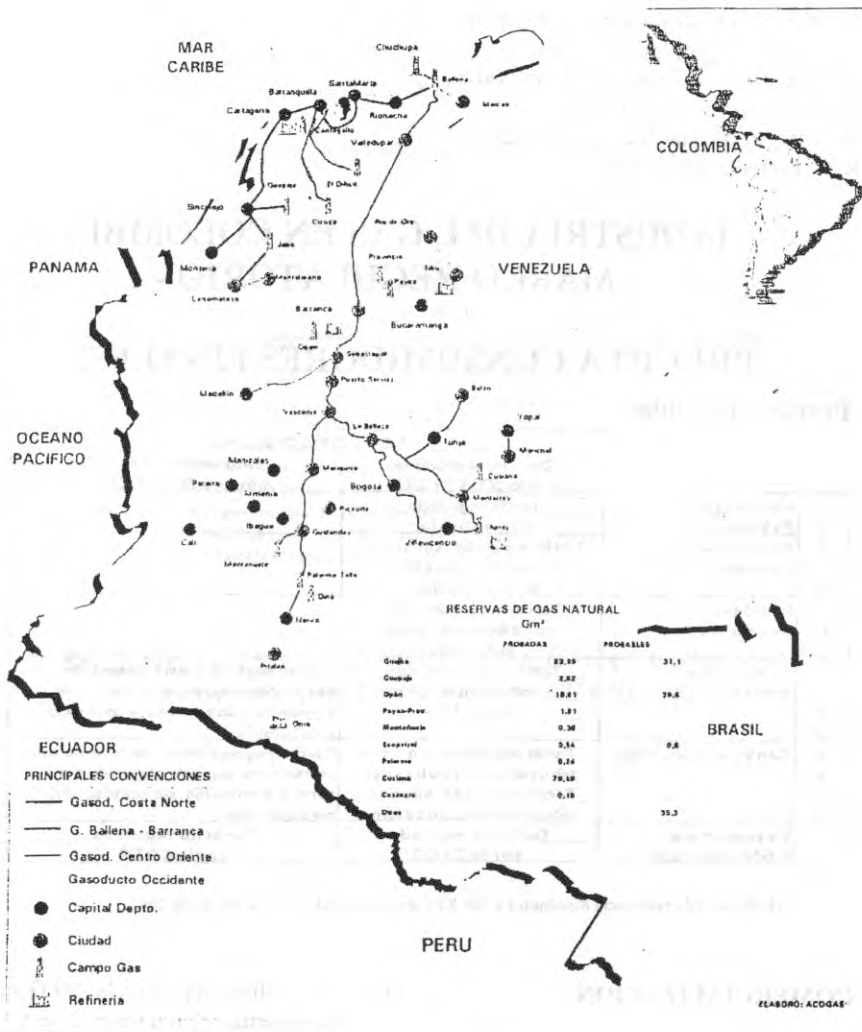
PRECIO EN BOCA DE POZO (1)

PROCEDENCIA DEL GAS		PRECIO MAXIMO (2)	FORMULA TARIFARIA (3)	PRECIO LIBRE
Reservas descubiertas bajo contratos firmados antes del 11/9/95	Campos de gas libre en el Interior	Hasta 9/9/2005 a opción de los productores		Desde 10/9/05
	Campos de gas libre en la Costa Atlántica	Hasta 10/9/00	Desde 10/9/00 si lo desean	
	Campos de gas asociado	Hasta 9/09/05		
Reservas descubiertas por ECOPELROL	Antes del 1/1/98	Hasta 9/09/05		Desde el inicio de su producción
	A partir del 1/1/98			
Reservas descubiertas bajo contratos firmados después del 11/9/95				

- (1) Precio máximo en los nodos de entrada en la troncal.
- (2) Precio que se vienen fijando desde antes del 11/9/95.
- (3) Precio resultante fórmula tarifaria CREG.

TRANSPORTE

- Expansión (Remuneración y Fondo creado por Ley).
- Remuneración (Metodología y Estructura de Cargos).
- RUT
- Mercado Secundario y Servicios Complementarios.



DISTRIBUCION

- Expansión.
- Remuneración y Fórmula Tarifaria.
- Kst.
- Dt por niveles de presión y Ajustes

PRECIO A CONSUMIDORES FINALES

Fórmula Tarifaria General

$$Mst = Gt + Tt + Dt + St + Kst$$

Mst = Cargo promedio máximo por unidad, en el año t.

Gt = Costo promedio máximo del gas en troncal

Tt = Costo promedio máximo de transporte en troncal

Dt = Cargo promedio máximo permitido al distribuidor por el uso de la red

St = Margen máximo de comercialización

Kst = Factor de corrección

INDUSTRIA DEL GAS EN COLOMBIA - MARCO REGULATORIO -

PRECIO A CONSUMIDORES FINALES

Precios aplicables

		NIVEL DE CONSUMO	
		Demanda máxima hasta 500 KPCD(1)	Demanda máxima mayor a 500 KPCD(1)
T I P O	Residencial Estrato 1 y 2	Tarifa regulada, con subsidio	
	Residencial Estrato 3 y 4	Tarifa regulada, sin subsidio ni contribución para subsidios	
D E	Residencial Estrato 5 y 6	Tarifa regulada, con contribución para subsidios	
	Comercial e Industrial	Tarifa regulada, con contribución para subsidios	Pueden negociar precio libremente con productores, pagando cargos de transporte y distribución, y contribución para subsidios
U S U A R I O	Centrales Eléctricas	Tarifa regulada, sin contribución para subsidios	Pueden negociar precio libremente con productores, pagando cargos de transporte y distribución, sin contribución para subsidios
	Petroquímica y GNC vehicular	Tarifa no regulada por la CREG	Tarifa no regulada por la CREG

(1) El nivel de referencia disminuirá a 300 KPCD a partir del 2002 y a 100 desde 2005.

COMERCIALIZACION

- Flexibilidad (riesgos y beneficios) y Diversidad de Vendedores.
- Limitar el poder de mercado.
- Límites para grandes consumidores
- Comercializadores Puros.
- Comercializadores Activos.
- Mercado Secundario y Servicios Complementarios.
- Bolsa de Gas
- Qué medidas impulsará la CREG para incrementar el número de agentes comercializadores del gas producido directamente por Ecopetrol?.
- Cuál es su opinión sobre la conformación del mercado secundario?.
- Se permitirá una flexibilización tarifaria para grandes usuarios, distribuidoras y plantas térmicas?.
- Cuál será el esquema de tarifas para el transporte en el mediano plazo?.
- Cuál es cronograma de expedición de las resoluciones relacionadas con el reglamento único de transporte y demás actividades?.

PREGUNTAS

- Cuál es su propuesta sobre la liberación del precio del gas en boca de pozo?.

INDUSTRIA DEL GAS EN COLOMBIA - MARCO REGULATORIO -

PRIMER FORO SOBRE
LA INDUSTRIA DEL
GAS NATURAL
EN COLOMBIA

MODALIDADES DE CONTRATACION

MODELO	CARACTERISTICA	SEGURIDAD DE SUMINISTRO	PRECIO
EN PISO	Volumen firme con adicionales obligatorios para el productor	Alta	Alto
FRME	Volumen firme	Alta	Alto a Medio
INTERRUMPIBLE	Volumen interrumpible por cortes de suministro	Incierta	Bajo
INTERRUMPIBLE MAS PRIMA DISPONIBILIDAD	Volumen interrumpible por el comprador	Alta	Alto a Medio

- * Productores con Comercializadores y Distribuidores
- * Comercializadores con Grandes Consumidores
- * Transportadores con Distribuidores y Grandes Comercializadores
- * Distribuidores con Productores y Transportadores
- * Grandes Consumidores con Productores y Transportadores

**ESPERO HABER MANIFESTADO NO SÓLO LO QUE QUERÍAN OIR,
SINO TAMBIÉN LO QUE QUERÍA DECIR.**

Otros Usos del Gas Natural

*Dr. José Antonio Benitez
Ingeniero en Energética Nuclear
M. Sc. Sistema Energéticos
Industriales y Cogeneración.*

CONTENIDO

La Cogeneración con Gas Natural

- * Qué es la Cogeneración ?
- * Ventajas de la Cogeneración
- * Motores Primarios para Sistemas de Cogeneración
- * Aspectos Económicos y Financieros de la Cogeneración
- * Aspectos Regulatorios de la Cogeneración en Colombia
- * Potencial de Negocios en Sistemas de Cogeneración en Colombia

Acondicionamiento de Aire y Refrigeración a Gas Natural

- * Tecnologías Disponibles
- * Potencial de Consumos de Gas Natural

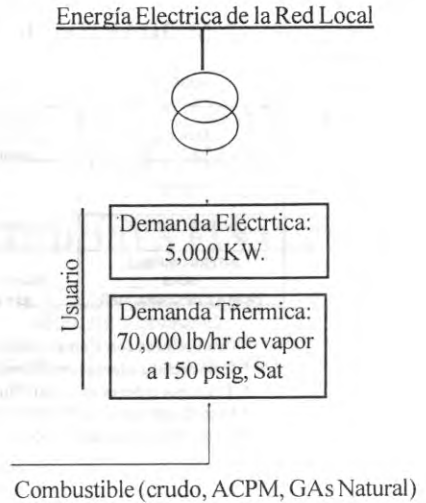
Qué es la Cogeneración ?

*Es una tecnología de conversión energética, consistente en la producción secuencial de energía mecánica (preferiblemente eléctrica) y una o varias formas de energía térmica, a partir de una misma fuente de combustibles.

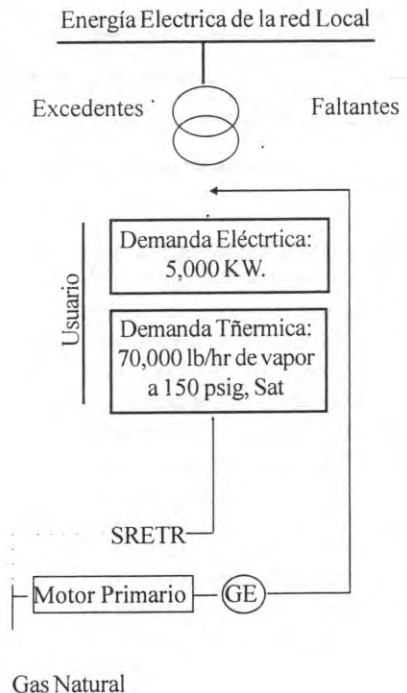
*La energía producida por el SC sustituye parte o toda la EE comprada de la red, o incluso, pueden presentarse excedentes con destino a terceros.

*La ETR puede aprovecharse en forma de calor directo, vapor, agua caliente, frío etc.

SITUACION ACTUAL

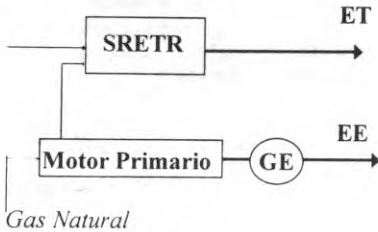


SITUACION CON COGENERACION



Clasificación de los Sistemas de Cogeneración

De Ciclo Superior



Tipos

- * Con Motores Reciprocantes a Gas
- * Con Turbinas de gas
- * Con Turbinas de Vapor

De Ciclo Inferior

Combustible



Ventajas de la Cogeneración

* Para el Usuario

* **Ahorro económico** : El industrial que se decida por la instalación de un sistema de cogeneración no tendrá ahorros energéticos ; es más, la energía primaria que deberá adquirir del exterior será superior en un 5 - 10% a la que venía adquiriendo. Los ahorros que obtiene el

industrial son exclusivamente económicos y proviene de la diferencia de costo entre la energía eléctrica que compraba a la red y el combustible que se emplea en su autogeneración.

* **Independencia de suministro de energía eléctrica del exterior**: En determinados procesos industriales en los que un corte del suministro de energía eléctrica puede provocar grandes problemas, la existencia de un grupo de cogeneración garantiza una continuidad de suministro, al ser posible mantener una interconexión del sistema en paralelo con la red.

* Para La Nación

* Ahorro de energía primaria (entre un 30 y 60%), para una misma demanda de energía final en el Usuario.

* Ahorro económico, derivado de ahorro energético explicado en el punto anterior.

* Mejora del medio ambiente por diversas razones : Se necesita una cantidad de energía primaria menor para producir la misma cantidad de energía útil ; los combustibles que normalmente se emplean en los sistemas de cogeneración son menos contaminantes que los utilizados en los sistemas convencionales ; el impacto ambiental causado por la extracción, transporte y distribución de la energía es menor.

* Diversificación de la canasta energética de la oferta.

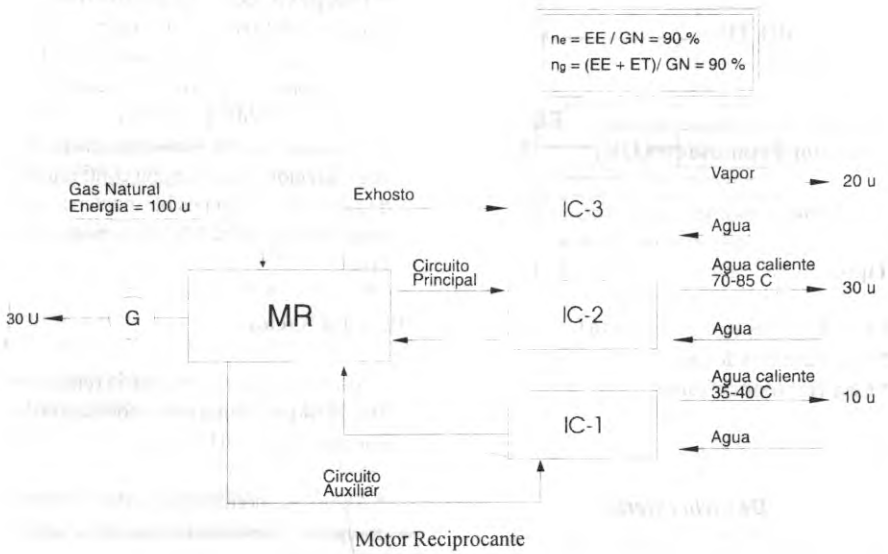
* Posibilita la industrialización de zonas alejadas de las redes de distribución de alta tensión.

* Para Otros

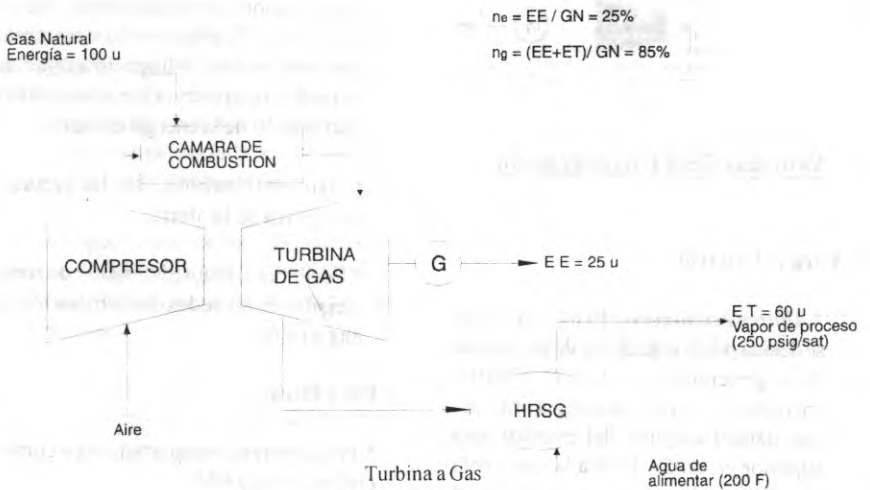
* Productores, transportadores y comercializadores de GN

- * Bancos y entidades financieras
- * Desarrolladores

Motores Primarios para Sistemas de Cogeneracion



Motores Primarios para Sistemas de Cogeneracion



Aspectos Económicos y Financieros de la Cogeneración

PRIMER FORO SOBRE
LA INDUSTRIA DEL
GAS NATURAL
EN COLOMBIA

Supuestos Típicos

* Costos inversión	750 - 1,000 US\$/kW inst.
* Costos de O&M	5 - 15 mills/kWh
* Precios de Gas	1, 5 - 3,25 \$/Mbtu (HHV)
* Precios de Energía	75 - 150 Col\$/kWh
* Estructura Financiera	80% Deuda-20% Equity
* Intereses	10 - 12% (Dólares)
* Plazos	8 - 10 años

Resultados típicos

* Período de Repago	1 - 3,5 años
* Tasa de Retorno	25 - 80%
* Valor Presente Neto	0,3 - 7,0 MUS\$

Aspectos Regulatorios de la Cogeneración en Colombia

* Marco Legal

Ley 142 / 94	Ley de servicios Públicos
Ley 143 / 94	Ley Eléctrica
Ley 99 / 93	Ley Ambiental

* Marco Regulatorio

Resolución 085/96	Resolución específica
Resoluciones 001 y 003/94	Condiciones de Interconexión
Otros Resoluciones	53/94, 54/94, 24/95, 34/96, 134/96, etc.

* **Tipos de Cogeneradores** Regulados y no Regulados

* **Requerimientos de Eficiencia** $ET / (ET + EE) \geq 15\%$

Aspectos Económicos y Financieros de la Cogeneración

Potencial de Negocios por SC en Colombia

Costos de Capital

- * Equipos
- * Transportes y seguros
- * Aranceles, IVA, otros
- * Ingeniería
- * Montaje y puesta en marcha
- * Escalamiento e IDC
- * Gastos de Desarrollo

Costo de Combustible

- * Btu/kWh * kWh * \$/Btu

Costos de O&M

- * Personal de O&M
- * Mantenimiento y Reparación
- * Consumibles

Otros Costos y Gastos

- * Financieros
- * Respaldo
- * Servicios Externos

* Supuestos

- 500 MW
- 1,000 US\$/kW instalado
- 7,000 Horas de Funcionamiento anual
- 30% de Eficiencia Eléctrica (HHV)
- 11,370 Btu/kWh
- 2.5 US\$/Mbtu

* Montos de Inversión (500MUS\$)

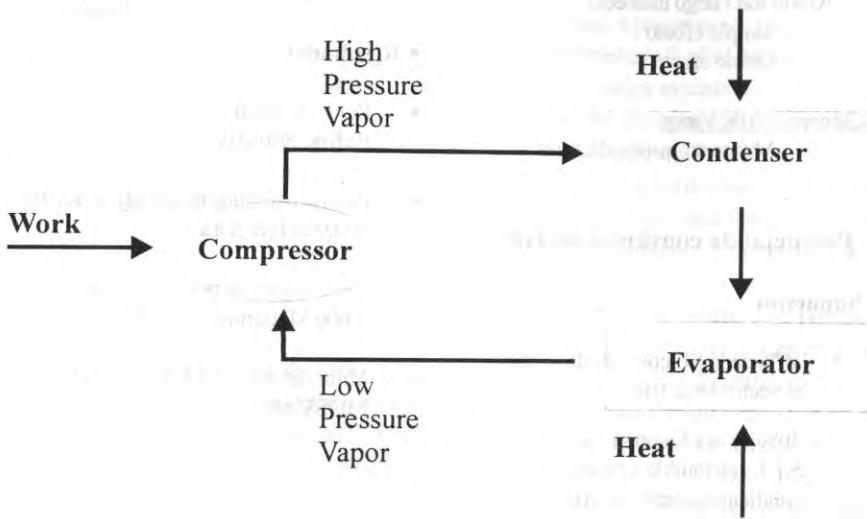
- 100 MUS\$ Capital Propio
- 400 MUS\$ Deuda

* Consumo de Gas Natural

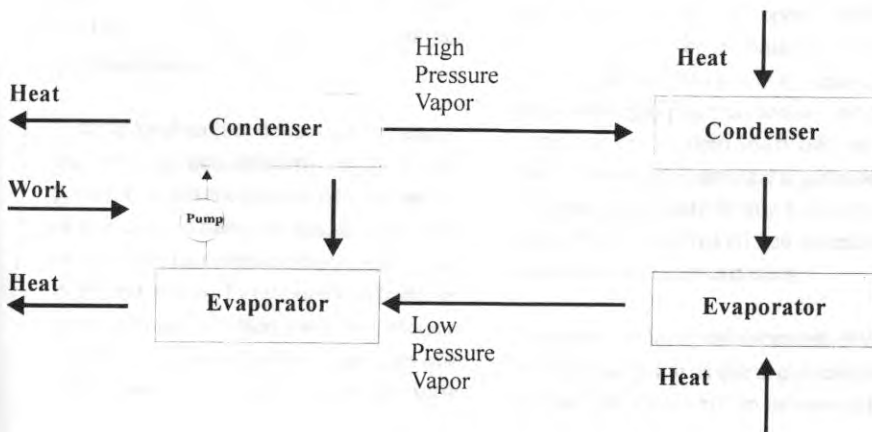
- 5,685 Mbtu/hora 136,44 MPCD
- 14,200 US\$/hora 100 MUS\$/año

Vapor Compression Cycle

PRIMER FORO SOBRE
LA INDUSTRIA DEL
GAS NATURAL
EN COLOMBIA



Single Absorption Cycle



Naturgas
ASOCIACION COLOMBIANA DE
GAS NATURAL

Acondicionamiento y Refrigeración a Gas Natural

* Tecnologías disponibles

- * Absorción Fuego Directo
- * Absorción Fuego indirecto
 - Simple efecto
 - Doble efecto

* Compresión de Vapor

- Motor recíprocante a gas

Potencial de consumos de Gas

* Supuestos

- * 30% de la EE consumida se debe al Sector Industrial
- * 20% de la EE consumida por el S.I. Es atribuible a Refrigeración/condicionamiento de Aire.

- * COP de los Sistemas Actuales = 1kWh/ton
- * Sistemas a gas natural
 - Absorción Fuego Directo, Doble Efecto COP = 1.00 - 12,000 Btu/ton

• Resultados

- Potencia eléctrica consumida en Refrig. 300MW
- Potencia térmica requerida en Refrig. 300,000 Ton/hora
- Gas consumido por Refrigeración 3,600 Mbtu/hora (+ 85 MPCD)
- Valor del gas a 2,5 \$/Mbtu + 60 MUS\$/año

Propuesta para consolidar y promover el desarrollo de la Industria del Gas Natural

*Dr. Luis Carlos Valenzuela
Ministro de Minas y Energía*

Yo voy a intentar, por efectos de carencia de tiempo, primero agradecer a los organizadores de este evento, y al Dr. Leopoldo Montañez, por la oportunidad que tengo hoy para hacer preguntas más que planteamientos o políticas.

La introducción de un discurso que iba a escribir pero que nunca tuve tiempo de escribir (alguien me dijo que no lo dijera) era que yo tengo una ventaja y una desventaja.

La desventaja es que no se absolutamente nada de esto y la ventaja es que tengo que decidir. Esto tiene unas implicaciones graves y es que voy a necesitar una enorme colaboración de todos ustedes. Yo hacía muchos años no estaba en el sector público y me tocaba hacer cantidades de discursos de estos, y eran unos discursos donde 8 días después sabía absolutamente sobre todo. Hablaba de los 3.000 Km de gasoductos que se iban a construir y que iban a cubrir hasta el último rincón de la patria, y las enormes posibilidades de la Costa Atlántica.

Hice tantos discursos de esos que me aburrí. Por eso creo que, primero, un cambio de gobierno es una noción muy rara; un cambio de gobierno no tiene por qué ser un cambio de políticas; las cosas son estructurales y de largísimo plazo. Es realmente extraño; es como si el mundo hubiera cambiado; es como si fuera la revolución Francesa. Creo que simplemente hay que avanzar en una serie

de procesos y yo en esto voy a plantear varias preguntas, y espero que Antonio Celia aquí, quien me sigue, me va a contestar varias de las preguntas que voy a hacer y eso me va a ayudar a que pueda decidir mejor.

La primera pregunta es: ¿Cuál es la función del Ministerio?. Eso es poco claro. A mí me preocupa muchísimo que tanto en el sector del gas como en el sector eléctrico, la ley 142 le da una función peligrosísima al Ministerio en las dos porque finalmente, no textualmente, lo que hace el Ministerio es garantizar una provisión de gas (garantizar la prestación del servicio).

El Ministro es el garante de la prestación del servicio. Yo creo que eso, en mi concepto, es la esencia del desastre. De pronto el ministro es totalmente incapaz. Y me declaro total y absolutamente incapaz, de garantizar la prestación del servicio. Gracias a Dios, por cumplir con esa ley, yo creo que se han hecho... o no con esa ley en específico pero ,por cumplir con esa percepción de gobierno garante, se hacen todo tipo de barbaridades que a largo plazo se pagan con creces, es decir, son más claros los casos del sector eléctrico pero se pueden dar en el caso del gas en los mismos términos. Si yo soy el garante no tengo ningún tipo de problema, tomo el balance de Ecopetrol, y hacemos cualquier gasoducto contra el balance de Ecopetrol y volvemos a Ecopetrol "off Taker" y metemos eso en el balance. Cumpló plenamente hoy, inauguro, soy popular, salgo en las primeras páginas, tengo cantidad de cosas que decir y dejo una deuda de 300 o 400 millones de dólares que la gente siempre o nunca se acordará de que fui yo el que la dejé. Esa es la forma en que normalmente se impiden los racionamientos.

Es peligrosísimo, es absolutamente peligroso la sola concepción de que el gobierno pueda ser garante. Es la versión menos social, es

PRIMER FORO SOBRE
LA INDUSTRIA DEL
GAS NATURAL
EN COLOMBIA

Naturgas
ASOCIACION COLOMBIANA DE
GAS NATURAL

la versión más irresponsable, es otorgar una función que tan solo se puede cumplir irresponsablemente. La única función, y es infinitamente importante, que puede y debe cumplir el gobierno es la de propiciar el funcionamiento de un mercado vía el diseño paso a paso de una correcta regulación. Puesto en términos muy cotidianos, se debería prohibir a los ministros hablar de la inauguración de un gasoducto de X a Y, o de la distribución de tal a tal, y los ministros, que sería fantástico porque sería la vida mucho más fácil, tan solo deberían hablar de Costos Marginales de largo plazo, efectos de colusión y número de agentes mínimos requeridos, porque esa es una función infinitamente poderosa y creo que esa es una función que, en muchos campos de la vida nacional, no se ha visto su poder. El gobierno tiene una mala capacidad de intervención y cuando interviene, y vamos a ver varios casos ahora, interviene de una forma no sana desde el punto de vista fiscal. Es importante, es infinitamente importante que la gente, que la sociedad, entiendan la importancia de la regulación y el enorme poder de la regulación y que le quite esa horrible función de Dios a los ministros de garantizar la provisión de los servicios.

Yo creo que cuando uno ya entra a ver el punto del mercado, se debe preguntar en qué estado está la regulación de gas. La mejor forma de ver en qué estado está la regulación del gas es si el mercado está dando las señales adecuadas. Voy a hacer en varios casos paralelos al sector eléctrico, porque creo que en la parte del sector eléctrico ha habido mayores avances y hay mayor coherencia en la parte regulatoria. Cuándo diría que la regulación del sector eléctrico está bien? o ¿cómo sería el indicador de que la regulación es adecuada? El indicador simplemente es que si los precios que está votando el sistema, hacen "bancable" la

expansión, sin baches, en tiempos adecuados del sistema hidro, termo según los requerimientos, el sistema está regulado correctamente y está enviando las señales correctas. Esa es casi la medición y, en cierta forma, de alguna manera, yo creo que bastante interesante, eso debería ser como el indicador de gestión en un ministerio.

En el caso de gas uno tiene que el mercado, al igual que el sector eléctrico, está segmentado.

En la parte del precio de gas en boca de pozo, Yo creo que hay serias dudas de si la regulación actual está actuando. La regulación actuaría correctamente en la medida que, (y voy a coger como mayor componente de la demanda, simplemente como una simplificación la demanda eléctrica) ante un requerimiento de expansión del sector eléctrico, en la medida en que haya reservas, el gas aparezca.

Una pregunta, simplemente. ¿Podría uno concluir que definitivamente la actual regulación, asociada a precios de Fuel Oil vigente, no es adecuada por el hecho de que se están presentando dificultades o demoras en la extracción del gas de Cusiana por parte de B.P. y Ecopetrol?. ¿Será que la señal no es adecuada?. ¿O será que simplemente no existe demanda y en la medida en que hubo una sobreexpansión de capacidad en el sector eléctrico, parcialmente creo yo, por temor al niño y parcialmente, por un Boom de financiación cuando los mercados de capitales prestaban absolutamente para todo, hacen que no exista la demanda potencial para ese gas y por esa razón no ha salido?. La forma, creo, y esto es una pregunta que es enormemente importante: ¿En la medida en que el precio del gas sea mayor que el del "net-back", la regulación correcta sería una liberación total de precio?. Yo pregunto, ¿Si

el precio real del gas en boca de pozo es mayor que el net-back, y ahí no hay absolutamente ningún problema porque pues siempre se va a producir con el net-back sea cual fuere el net-back: agua, carbón, el que sea. No hay absolutamente la más mínima razón para tener controlado el precio del gas. Eso facilitaría la vida y facilitaría estarse haciendo uno preguntas respecto a una regulación que le genera a uno muchas dudas porque no está asociada a nada específico ese precio del gas.

Pero puede ocurrir lo contrario, es que el precio del gas sea menor que el del alternativo, digamos que el del alternativo llevado al límite el net-back, entonces en ese caso si se vuelve absolutamente crítico que si hay necesidad de mantener un precio regulado. Que esa regulación dé un precio completamente asociado a la estructura de la función de costos de extraer gas porque si no se va a ir la expansión o por el net-back o por cualquier combustible adicional que puede ser de mayor precio. El ejemplo, en términos prácticos, que sería infinitamente preocupante, pero no está ocurriendo (estoy inventándome los números simplemente) pero si uno tuviera que el precio del gas fuera en X sitio, incluyendo transporte, 1.80 Mbtu y el equivalente en carbón en Btus fuera 2.20 y la expansión de térmica se diera con carbón eso le está mandando a uno la señal, clarísimamente, de que el precio del gas está completamente dissociado de su estructura de costo real y que inmediatamente hay que modificar la regulación.

En este caso no se está dando, no se está dando expansión ni por gas, preocupantemente, ni se está dando expansión por carbón pero ahí también hay un problema y es que nadie se mete a carbón porque lo que uno tiene es como un efecto

de demanda dinámica y en un momento dado puede haber suficiente abastecimiento de gas o bajar el precio de gas y quien entró, haciendo net-back, puede terminar no despachando, entrando el gas posteriormente. Esas preguntas se vuelven complicadas porque la pregunta que sigue, en ese segundo caso, en el caso que a uno le preocuparía, que es el requerimiento de regulación porque el igualarse al precio del energético siguiente generaría una renta monopólica para el dueño del gas, entonces se requiere la regulación para evitar esa renta monopólica del dueño del gas.

Entonces, entraría uno en un problema super complicado y es un problema, creo que en este momento uno de los problemas más grandes; también le voy a agradecer a Antonio que me va a ayudar aquí a contestarlo y es ¿Cuál es la estructura correcta?, es decir, ¿Cuál es la función de costos a la que hay que acudir?...porque ahí ya no es simple un libro oferta y demanda porque hay el riesgo de la renta monopólica y es exactamente lo que la regulación debe obviar. ¿Será que hay que acudir a la estructura de costos de Ecopetrol?. Es que Ecopetrol tiene una estructura de costos rarísima porque su función, es la de un "Broker". O de pronto, hay que acudir a la estructura de costos de un agente diferente que es el asociado, y en él tiene un efecto completamente distinto porque tiene que hacer todo el pago del "government take" por lo cual no es exactamente la misma estructura de costos. O simplemente y técnicamente, parecería lo más claro, debería ser el costo de oportunidad del gas expresado, en el caso de Cusiana, estrictamente en términos de la menor producción futura de petróleo o en el mayor costo de extraer petróleo a futuro. Y aún más problemático todavía porque no se puede homogeneizar porque la estructura de costos no es homogénea. Yo

tengo un tipo de gas en la Guajira absolutamente distinto al tipo de gas que estoy teniendo evidentemente en Cusiana, y los requerimientos del gas de Cusiana tienen unos requerimientos de tratamiento que modifican completamente la estructura de costos, entonces, hay que fijar la estructura por marginales o por funciones de costos individuales en la medida de que haya temores de renta monopólica. Todas estas cosas, que se lo aburridas que son, son las que determinan que los 200 Millones de pies cúbicos de Cusiana salgan o no salgan.

Simplemente dejen las dudas, cualquier ayuda será profundamente agradecida.

Pero de pronto hay más problemas y más preguntas, que son para los transportadores. Hay quienes dicen que el gas no sale por culpa de Ecopetrol porque Ecopetrol es un monopolio ineficiente. Yo no sé si Ecopetrol es ineficiente pero puedo garantizar que nunca opera con criterio monopólico haciendo un pequeño paréntesis acá. Si a alguien le serviría, y eso sería un ayuda enorme al país, nada sería mejor para Ecopetrol, y quienes están presentes acá de Ecopetrol creo que comparten esto conmigo profundamente, nada sería mejor para Ecopetrol que le rompieran el Monopolio.

Las empresas estatales cada vez que tienen características monopólicas pierden dinero a dos manos porque en las empresas privadas los monopolios sirven para crear rentas diferenciales restringiendo demandas, aumentando precios, y optimizando excedentes de productor.

Es un costo fiscal exactamente igual a si fuera el gobierno que lo subsidiara directamente y reduce exactamente en la proporción del menor precio pagado la inversión pública. Las empresas públicas

cuando son monopolios tienen un doble problema muy grave, distorsionan precios, los distorsionan hacia abajo no permiten expansiones de los sistemas, son ineficientes fiscalmente y no permiten creación de nuevos agentes, pero lo peor de todo es que uno podría hacer todas esas cosas malas si ganara plata haciéndolas, pero lo que pasa es que pierden plata a 5 manos. Es extraño y a veces como que esas cosas micro le extrañan a uno, es extraño que, a veces, en términos sindicales muchas veces defienden los monopolios, cuando los monopolios de esas empresas vulneran la propia viabilidad de pagos laborales a futuro de las empresas. Ecopetrol sería una empresa infinitamente más rica, infinitamente con una mayor capacidad de expansión, sería una compañía petrolera mucho más fuerte si no le asignaran los monopolios que le han asignado y lamentablemente le asignaron una función de gas. Simplemente, al problema de la gasolina le sumaron el problema del gas con lo cual, a veces, y esto simplemente lo hago a título de pregunta, uno queda a veces con preocupaciones porque de pronto nos vamos a ver sin petróleo, con problemas en expansión de gas y sin agentes competitivos en términos de gasolina.

Pero el argumento independiente a eso, el argumento de que Ecopetrol, por ser el único comercializador, ni siquiera por voluntad propia, pero por ser el único comercializador se ha vuelto un destructor de mercado por la no posibilidad de entrada de nuevos agentes a competir y a optimizar desde un punto de vista micro no parece válido porque la sensación que le da a uno es que aquí los comercializadores son irrelevantes, lo único que es relevante son los productores y los productores, que en el caso colombiano, tienen características plenamente monopólicas.

Lo que hay es un duopolio por la localización donde está concentrado el gas. Digamos en Cusiana y Guajira que son las fuentes significativas y por efectos de distancia, ese duopolio se vuelve monopolio efectivo. Entonces, independiente de quién sea el comercializador... pregunto... ¿Si el Ministerio y la CREG decidieran liberar el precio del gas, probablemente lo que habría sería una estructura monopólica si los agentes productores actuaran racionalmente?, independiente de que creamos 3, 4, 5, 8 comercializadores porque la base del costo la pone el productor y el comercializador no puede hacer nada más que un Mark-up, es simplemente en esa parte del Mark-up, en ese margen donde puede competir, más no en el componente fuerte del costo que va a vender al usuario que es en la parte de la producción porque hay un monopolio natural. Pregunto... ¿ Mientras que eso no se solucione, las fechas que hay en términos de liberación o de liberación plena, es decir, si no aparecen nuevos agentes, hace sentido liberar.

Desde un punto de vista, insisto que la regulación correcta es permitir que actúe el mercado, permitir que haya una rentabilidad adecuada pero controlar cualquier eventualidad de renta monopólica?. Parece, y lo que uno le hace sentido a esto, como dándole las primeras vueltas al asunto es..lo único que puede crear agentes en el mercado es, o el descubrimiento de nuevos pozos, que genere agentes efectivos que comiencen a competir y se impida cualquier forma de colusión o de monopolios por localización naturales o ,y yo le tengo como dudas a esto, aunque potencialmente es muy interesante, es el desarrollo significativo del mercado secundario de gas sobre el mercadeo del remanente del componente no utilizado de la capacidad comprada en los BOTs y en los contratos take or pay ?.

Ahí queda uno con unas dudas.

Dependiendo de la capacidad de hacer "switching" de un tipo de energético a otro, ¿ existe suficiente mercado para que estos agentes de secundario se vuelvan lo suficientemente grandes para constituirlos en un tercer agente y convertirse ellos en fijadores de precio marginal rompiendo los monopolios en los dos polos ?. No tengo como la respuesta clara.

Y segundo, y también es una pregunta para quien sigue. ¿ Quién debe tener ese derecho a comercializar ese secundario: los transportadores, o se debería dar, para efectos de que exista realmente una competencia, que el mismo transportador pueda vender múltiples veces el tubo para lograr la creación de ese tercer agente fijador de marginal ?..... Sigo Antonio?...

En transporte yo creo que la pregunta que existe es la misma de siempre del sector eléctrico. Es si el esquema tarifario permite o no una expansión privada. Y en esto la primera duda, con lo que uno se asusta también, como en forma muy intuitiva, es que la primera respuesta que uno daría es no, y es no por efecto de las pérdidas de Ecogas. Si las tarifas de Ecogas, (las tarifas están fijadas para Ecogas) son las tarifas que estarían fijadas para quien haga una expansión en el área en la que está operando Ecogas, no le dan a Ecogas, pues por definición no le deben dar a nadie y Ecopetrol tiene unas pérdidas muy cuantiosas por efecto de unos diferenciales de caja enormes, en el corto plazo, y en todo caso unas pérdidas relativamente grandes, aún en términos de Valor Presente Neto por efecto de los pagos que no alcanza a hacer Ecogas correspondientes principalmente a los BOTs de Ballena-Barranca y Mariquita-Yumbo.

Pero la siguiente pregunta en secuencia es... ¿Es un problema tarifario lo que hay ahí?, o ¿Es un problema con los BOTs ?. Y la respuesta parecería ser mucho más la segunda: es un problema con los BOTs, es un problema asociado a una rentabilidad muy fuerte en el gasoducto Ballena-Barranca que bajo las tasa de descuento que se utilizaron para efectos de la regulación de transporte evidentemente no da. Entonces eso es simplemente coger Ballena-Barranca por separado, meterle las tarifas de regulación y ver las pérdidas que habría por efecto de Ballena-Barranca, eso le contesta a una buena parte de la pregunta y se la contesta principalmente porque uno podría argumentar que es que el gasoducto no está siendo utilizado y toda la historia inicial de que Ecopetrol o la nación tenían que subsidiar el costo de penetración.

Ese costo de penetración, cuando la desesperación en este momento es cómo meterle más presión a ese tubo, pues no parece ser el problema. (cuando uno está desesperado por meterle loops , meterle compresores para meterle 50 millones de pies cúbicos más, etc., etc.). El famoso hueco de los primeros años no aparece, y entonces hay claramente un problema en la estructura financiera. Y en cuanto al gasoducto Mariquita-Yumbo, porque el segundo, en Mariquita-Yumbo el problema es más grave y creo que la rentabilidad es mucho menor, significativamente menor. Pero en el caso de Mariquita-Yumbo lo que uno no entiende es la existencia del gasoducto, yo creo que, con el perdón de la región que represento aquí, alguna vez se decía que en muchos proyectos eléctricos y de gas se debería fijar un cargo por prestigio pero el cargo por prestigio no se puede distribuir entre todo el país que fue lo que se hizo en este caso. Dado que la gente de las regiones considera tan elegante tener su propia térmica (eso es una cosa

rarísima... cada cual tiene su propia térmica), entonces deberían pagar por las térmicas que tienen (Termoencali, Termovalle, etc.). El caso de Mariquita-Yumbo, en este momento por ejemplo, evidentemente es imposible despachar las térmicas porque el costo de transporte es bárbaro, con todo y todos los millones de millones de millones de esfuerzos que se hicieron para hacer esa mezcla entre exit-estampilla y distancia de cierta forma que en Cali llegara en el límite del net-back. Evidentemente no es si no que llueva un poco y la posibilidad de despacho de la planta se vuelve muy endeble. Entonces, y si le meto un cargo de capacidad muy fuerte entonces va a haber una acusación a Ecopetrol de que revienta la planta. Entonces al no poder ponerle una parte del take or pay muy fuerte por simple capacidad pues todas esas pérdidas las está asumiendo Ecogas en forma inmediata. Ahí no hay problema tarifario, hay un problema, y vuelve uno muchas veces a la preocupación, ojalá uno no inaugure cosas porque de pronto termina uno inaugurando cosas como estas donde el sistema, en general, está perdiendo y el sistema, en general, está pagando una sobretasa por un gasoducto que, en términos estrictos del mercado, no es muy claro, no es muy claro por qué está, y es impresionante lo que se paga por esas cosas. Tener gasoductos en el Valle, digamos... es sui-generis... En cualquier momento se decide hacer carboeléctricas en el Amazonas o cosas de esas y ahí si no tenemos por qué preguntarnos por qué las tarifas que son.

Entonces a uno le queda finalmente la sensación de que Ecogas no es el problema, o las pérdidas de Ecogas no son el problema pero hay que tener un enorme cuidado con Ecogas porque Ecogas, el terror que da es que puede prestarse para seguir haciendo expansiones con esas características. Se vuelve un vehículo de un desastre en

términos de regulación, ese es el temor que puede haber. Entonces hay que seguir metiendo cargos de estampilla gigantescos para poder cubrir esto, y eso, desde el punto de vista social, es nefasto. El discurso suena muy duro, a veces, suena atacando a una empresa pública, es un discurso neoliberal.... neoliberal nada, lo único que estoy diciendo es, no entiendo por qué el resto del país, la Costa, incluida en parte, tiene que pagar una estampilla por inversiones que son inversiones de prestigio.

Eso si tiene un efecto social devastador; eso tiene un efecto social, porque eso lo está pagando absolutamente todo el mundo. Eso se suma a la tarifa final de gas natural y en esos actos de prestigio no entiendo el enorme objeto social. Ya eso es llorar sobre lo ocurrido. Le queda a uno también la pregunta ¿Cómo debe ser la regulación hacia delante?

Parecería también, que se debería dejar primar el esquema donde el coeficiente o el porcentaje de la estampilla es mayor que lo que está asociado a distancia porque, en cierta forma, allá lo que se tienen son costos hundidos, entonces necesariamente, ya con los trazados hechos, no necesariamente los trazados óptimos, es mejor sustentar como una primacía del cargo de estampilla porque eso va a garantizar el uso máximo de esa capacidad instalada. Si volvemos a voltear y a meterle más peso al componente de distancia en las diferentes zonas que se armen puede uno tener el problema de que parte de esa capacidad instalada termina quedando subutilizada pero, pensaría uno, que en un momento dado, para que no vuelvan a ocurrir, o que no ocurran expansiones que, en primera instancia, puede haber otras razones, no parecen racionales en toda la parte marginal de expansión del sistema debe primar el componente de

distancia en la determinación de la tarifa. Eso evita lo que he denominado como inversiones de prestigio.

En distribución, es simple confusión también, pero si le queda a uno una pregunta que se hace absolutamente todo el mundo y es la diferencia tan bárbara de los Dts entre las zonas exclusivas y las zonas de concesión.

Todas esas cosas es bueno entenderlas. ¿Por qué está ocurriendo eso?. ¿Es una diferencia entre mercados en expansión y mercados maduros?. ¿Es una diferencia entre las tasas de descuento con las que descontó la CREG contra con las que descontaron los privados?. Se volvería raro, porque es la primera vez que veo al gobierno descontando a tasas mucho más altas que los privados. ¿Se nos volvieron probonos los privados en las últimas licitaciones?. Será un proceso de concientización. ¿O será que no hubo un cálculo correcto?. ¿que los privados están descargando parte de los cargos de conexión externos e internos, que la regulación permite una renta de excedente y con base a esos cargos pueden dejar parte del Dt y en los cálculos de la CREG no se tuvo?.

De pronto, se tuvo en cuenta el que había una especie de subsidio cruzado que permitía subsidiar las tarifas vía los cargos de conexión y eso, de pronto, implica algo que es bastante contraintuitivo y es que las zonas de mayor densidad tienen Dts mucho más grandes que las zonas de muy baja densidad?. Hay quienes argumentan, evidentemente, que es mucho más difícil trabajar y romper en una ciudad como Bogotá, lo cual hay problemas de servidumbres, etc, etc, que romper en las demás áreas de Cundinamarca, que es uno de los sitios digamos que es más flagrante la diferencia del Dt.

Pero ahí hay un problema muy raro porque

las economías de escala son otras y no podría uno explicar diferencias de Dts del orden de 400% entre una y otras áreas. Puede existir una explicación?. Sorprende un poco. ¿Justifica esto una revisión?, ¿Qué va a pasar hacia delante con esto?.

*Esas eran las preguntas que tenía.
Muchísimas gracias.*

Conclusiones y Agenda para el futuro

Dr. Antonio Celia
Presidente del Consejo Directivo Naturgas

Yo tengo que cambiar totalmente el libreto... porque realmente yo le había dedicado un buen tiempo a hacer un resumen de las charlas de los conferencistas invitados que muy gentilmente nos acompañaron. Antes de eso, los agradecimientos a ustedes que han estado aquí muy juiciosos todo el tiempo, y al doctor Valenzuela por acompañarnos en la mañana y ahora. De todas maneras, voy a cambiar la proporción de tiempo que le voy a dedicar a las cosas; me parece importante hacer un repaso muy rápido de los mensajes principales, por lo menos de lo que yo capté, de las personas que estuvieron antes que nosotros aquí.

La primera charla fue la del doctor Rodado. Quiero destacar varias cosas: Él mencionó la importancia de Ecopetrol y la importancia, en el buen sentido de la palabra, doctor Valenzuela, de haber dinamizado o abierto los mercados con la construcción de nuevos gasoductos. Yo a ese tema me voy a referir porque me ha tocado, por diferentes razones, estar además en distintos lados de este tema. De otra parte, destacó la modificación de los contratos de asociación distinguiendo entre petróleo y gas natural, y la reciente firma o adjudicación de áreas en el mar Caribe colombiano. Eso, pues, indica que va haber intensa búsqueda de gas natural, cosa que en Colombia nunca había pasado. Insistió en la necesidad que tiene Ecopetrol de desligarse de todas las actividades que ha venido haciendo. Por ejemplo, en el transporte en la Costa Atlántica, allá en el

año 99, Ecopetrol no será un protagonista del transporte, quedándose fundamentalmente como productor.

Luego escuchamos al doctor Duarte, de Ecogas, que hizo una presentación de toda la red de Ecogas. Me llamó mucho la atención la cifra que se está manejando a nivel del plan de expansión de Ecogas. Creo haber visto una cifra como de 400 millones de dólares; realmente eso habría que mirarlo. Él también se refirió a otros temas que yo sé que están en la ley de Ecogas y que se aparecieron ahí a última hora en todo el proceso de Ecogas y hemos tenido, particularmente en Naturgas, diferencias de criterio frente al rol de Ecogas. Creo que eso hace parte de las respuestas que voy a intentar dar. Claro que debo decir que tengo más preguntas, a veces más preguntas que respuestas. Eso no es malo, yo creo que ese es el inicio de todos los debates, de todas las discusiones que deben darse.

Posteriormente, escuchamos a Dennis Winnegar de Texas, resaltando la importancia de las nominaciones, todo lo que significa tener un reglamento único de transporte; comparando lo que se tiene en los Estados Unidos con lo que se tiene aquí. Me da la impresión de que lo de allá es más simple, y deberíamos tratar de hacer las cosas simples, pero creo que es fundamental tener un reglamento único de transporte. En eso se ha trabajado, yo creo que la Comisión de Regulación ha sido muy juiciosa en aceptar todas las sugerencias en el tema del RUT. Hubo en esa charla una frase que me parece importante destacarla: "(...) las penalizaciones, en cuanto al incumplimiento del RUT no deben ser utilidad, es simplemente una compensación por algún daño demostrable causado". Yo creo que eso es un elemento central. No puede pretenderse que las

PRIMER FORO SOBRE
LA INDUSTRIA DEL
GAS NATURAL
EN COLOMBIA

Naturgas
ASOCIACION COLOMBIANA DE
GAS NATURAL

penalizaciones se constituyan en una renta para todo el que se sienta con derecho a ella, es simplemente una retribución de un daño causado por un gas no utilizado por una mala información.

Luego escuchamos a Mike y Jane Wilson, de Enron, que nos contaron, y me pareció muy interesante, toda la evolución del mercado en los Estados Unidos, y demuestran claramente que cuando empezaron a controlarse los precios de forma artificial hubo un déficit serio de gas natural. Yo creo que en ese momento hubo un cambio brusco hacia carbón que luego, en ese momento, no se pudo recuperar. Eso es como una enseñanza importante. Creo que todo el proceso regulatorio de los Estados Unidos no ha sido una historia rosada ni mucho menos; las transiciones han sido complicadísimas. Hoy en día, como ellos mismos decían, celebran los beneficios de la competencia, y la destacan por encima de una regulación excesiva pero esto ha estado lleno de una cantidad de sobresaltos.

Luego de ellos, escuchamos a Raúl García, a quien he tenido la grata ocasión de escuchar en varias oportunidades y que le tocó vivir muy de cerca el proceso de Argentina; un proceso que, en muchos casos, se pone de ejemplo. Me parece muy importante esa frase (que vas a poner de moda aquí "El Stress Regulatorio". Inclusive, el mismo José Camilo se refirió a ella. Pero finalmente Yo creo que mostró como era el Mercosur con algunas similitudes, tiene regulaciones diferentes que es un poco lo que hemos defendido, cada regulación tiene su historia, cada país tiene su historia, cada mercado tiene su grado de madurez. Nosotros no podemos pretender tomar regulaciones de mercados maduros con patrones de consumo diferentes y

simplemente copiarlos en Colombia. Creo que la Comisión es consciente de esto, hay circunstancias particulares que pueden determinar cursos de acción distintos, creo que respetando digamos que la filosofía, el espíritu de lo que se quiere y los principios fundamentales de la regulación se va a hacer algo bueno. Este es un tema conceptual de la regulación que me pareció interesante de Raúl.

Luego escuchamos al Dr. Manzur, que además nos pidió que lo inundáramos de sugerencias, cosa que me parece muy buena y vamos a cumplirlo. A nivel del gremio, hay una cantidad de sugerencias que le vamos a hacer y muchas preguntas, sobretodo también a él. Yo creo que hizo anuncios interesantes, todos estamos como a la expectativa. Ya nos dio un abre bocas y hoy repartió la resolución del transporte (creo que no te alcanzaron las copias que trajiste) y nos contó lo que se está haciendo en materia de regulación, y la cantidad de trabajo que tiene. Yo creo que es fundamental, tenemos que recordar que nosotros estamos realmente estrenando regulación y muchas veces nos ponemos a reflexionar de cómo se inicio la historia del gas natural, particularmente nuestra experiencia en la Costa Atlántica, en que no teníamos ningún tipo de regulación, y resulta divertido, verdaderamente, ver qué haces tu cuando no tienes regulación, cómo empiezas a actuar, cómo vendes tu producto, si estás compitiendo y tienes sustitutos como en el caso de la energía eléctrica. Y ahí pasó, y cuando empezamos a mirar, y empezó a determinarse, como a limitarse el subsidio cruzado y la ley de servicios público se hizo para evitar una gran cantidad de problemas que había especialmente en acueductos, agua potable, alcantarillado y obviamente gas, quedó como pegado ahí pero nosotros habíamos

manejado las cosas de una forma diferente. Yo no quiero con esto, alabar lo que se hizo pero era interesante ver, en ausencia de regulación, qué hacían las compañías distribuidoras de gas con los precios. Nos dimos cuenta que frente al costo medio calculado teníamos unas diferencias, estábamos por debajo en los estratos bajos, por arriba en los estratos altos, no en un rango tan amplísimo como sucedía en energía eléctrica.

Después del doctor Manzur, el doctor Benítez nos contó sobre las posibilidades que se pueden hacer en materia de usos de gas con la cogeneración, destacando que pueden, perfectamente, instalarse unos 500 Mw en el país. Particularmente en la Costa parece que hay una serie de ventajas por los precios y la refrigeración esto lo hemos intentado, estamos haciendo unos experimentos pilotos en la Costa Atlántica creo que es una fuente de desarrollo interesante.

Y luego el Doctor Valenzuela, que me dejó unas tareas muy difíciles pero yo voy a responder, algunas con respuestas verdaderas, y a otras con más preguntas. A uno le quedan aquí varios temas muy gruesos.

En el tema de la producción, que tiene una cantidad de implicaciones, y lo primero que empezamos a mirar es que el precio del gas natural ha estado desde el año 1976 amarrado al Fuel Oil y tiene una explicación: en ese momento se quería, en la Costa, con el descubrimiento de los campos de la Guajira, reemplazar el Fuel de las térmicas por gas natural, entonces se hizo referencia a eso. Eso tiene varias dificultades, si uno mira las fluctuaciones de precio que eso en el término de 15 años ha producido. Tienes precios que van desde

70 centavos en boca de pozo hasta algo así como 1.30 cuando ha habido subidas importantes del precio del Fuel. Yo creo que eso hay que empezar a cambiarlo, porque esto puede venir acompañado de otra serie de cosas como por ejemplo que, hoy en día, si Ecopetrol decidiera vender anticipadamente gas no va a tener manera de saber si el precio que le pagaron por ese gas es adecuado o no, porque el precio del gas natural está referido al precio de Fuel Oil particular de Ecopetrol; que si uno hace la relación y trata de construir una curva la correlación no es muy buena con otros combustibles. Entonces eso impide una cantidad de cosas que vemos y que aspiraríamos a ver en mercados desarrollados como manejo de riesgos y ventas anticipadas de gas. Yo pensaría que si eventualmente Ecopetrol piensa que es atractivo, así como lo hace con el crudo, vender anticipadamente gas, hay necesariamente que desligar el precio en boca de pozo del precio del Fuel Oil de Ecopetrol pero eso no es posible hacerlo. Si eso sucediera ya uno empieza a tener un escenario diferente, al vender Ecopetrol una parte de sus reservas tiene la ventaja de que se fortalece financieramente y empiezan, los que le compraron el gas a Ecopetrol, a actuar como agentes del mercado. Eso como un tema para mirarlo ahí.

Hay una serie de posibilidades interesantes, podría ser pegarlo al Fuel Oil que más correlacionado esté con el Fuel de Ecopetrol, que anda muy bajo por estos días, o una canasta, que es un poco más complejo determinar la canasta, o pegarlo al NYMEX anticipadamente a lo que se tiene previsto en la Comisión Regulación. Lo que me parece difícil es que yo creo que hay como de pronto unanimidad entorno a ese tema y es: liberar los precios del gas no es fácil. No es fácil porque hay pocos

productores pero sobretodo la capacidad de cambio de uso de combustible por el patrón de consumo en Colombia no es sencillo. Uno podría pensar en hacer eso si tuviera un patrón de consumo diferente al que tenemos. Recordemos que nosotros tenemos unos picos muy grandes que pueden ser, solamente en la costa Atlántica, del orden de 150 Millones de pies cúbicos día.

Por lo menos la dificultad que se plantea con relación al hecho de que el gas está vinculado desde el año 76 al Fuel Oil, y esa película creo que no va más, vale la pena mirar eso y creo que es relativamente sencillo de hacer.

En otra parte del tema de la producción hay un asunto interesante y yo creo que tiene mucho que ver con una frase que me parece muy interesante del doctor Valenzuela y es que: "verdaderamente, la capacidad del Ministro de garantizar esto (la disponibilidad) es muy difícil". Eso, aunque no estuvo antes en la ley 142, siempre ha sido el propósito de todos, y no es sino recordar como se han resuelto el apagón del 92 y la amenaza del 94; con acciones administrativas de Estado que yo creo que esa capacidad ya, afortunadamente, no está. Ciertamente, cuando había ese problema y no teníamos mercado de energía eléctrica se hicieron unos PPA y se agregó capacidad térmica de soporte; yo creo que eso ya no va, además el sector está prácticamente privatizado. Ahora el papel del Estado, el papel del Ministro, el papel de la Comisión de Regulación, que llega a ser fundamental, es garantizar, con señales adecuadas que la expansión se dé. Y viene un punto para nosotros, los que estamos en el tema del gas, muy importante, y tiene que ver con los contratos de gas, especialmente para las térmicas. La tendencia natural, y me parece

que de pronto equivocada, es hacer con las térmicas unos take or pay muy altos porque hay una sensación más que todo de Monopolio. Yo creo que en el largo plazo puede ser muy complicado, muy complicado porque puede, definitivamente, alterar las señales de precios en bolsa que es lo principal que viene a mirar alguien que quiere entrar como planta independiente aquí. ¿Qué viene a hacer un señor que va a instalar una planta en Colombia?. Además del riesgo país y de las inversiones, mira el precio al cual pretende vender en la bolsa. Si uno recarga los térmicos con unos take or pay muy altos y les da una dificultad enorme con los costos fijos me pregunto yo, ¿qué pasa con la señal de precios en el mercado de la bolsa?, muy difícil.

Yo creo, por lo menos particularmente, y soy un convencido de eso, preferiría ver take or pays de suministro y de transporte más bajos siempre que si la posibilidad de interrumpir, habida cuenta de que tenemos una oferta, en estos momentos mayor, especialmente de transporte, aunque a eso me refiero más adelante, se pueda pagar más por los contratos interrumpibles. Eso significa, yo creo que el doctor Manzur lo mencionó, flexibilizar un poco el sistema tarifario o el sistema de precios de productor y de precios de transporte, y creo que resulta haciendo un análisis como relativamente sencillo porque para ambos: para contratantes y los que ofrecen el servicio, llega a ser un asunto de un valor esperado probabilístico porque, bajo el take or pay, asegura sus ingresos, pero sobre lo que es interrumpible siendo, y esta es la condición importante, que la posibilidad de interrumpir la tiene quien compra, ahí puede cobrar más y más o menos, puede calcular la probabilidad de que a él lo despache. Entendería yo que al térmico que lo despache está dispuesto a pagar un poco más por el gas y un poco más por el transporte

a cambio de tener un alivio más importante o un flujo de caja un poco más cómodo sobre todo sobre la base del costo fijo.

Me refiero inmediatamente al mercado secundario. He visto que se ha hablado mucho sobre el tema y tengo muchas inquietudes sobre el tema. Si los take or pay se bajan, el mercado secundario cambia, la disponibilidad cambia un poco. Hoy en día pueden existir oportunidades de compra de gente que tiene take or pay altos pero resulta que de pronto a todos nos falta al mismo tiempo y a todos nos sobra al mismo tiempo, precisamente porque tenemos un sector interconectado que todavía es 70-30 y hay unos picos enormes y el único consumo estable es el de la industria. Entonces parecería que de pronto, por ahora, toda la capacidad de gas y la capacidad de producción se demanda al mismo tiempo y sobra al mismo tiempo. Entonces, una inquietud para mirar porque de pronto el mercado secundario podría ser una señal importante de precio; como el Ministro lo mencionó, yo creo que sí, pero ¿quién está en capacidad de tomar secundarios?

En el tema del transporte, y lo hemos manifestado en Naturgas, yo creo que el doctor Montañez ha sido vocero de este tema, me gustó mucho oír a Jane Wilson diciendo que los centros o los despachos centralizados en gas, no existen, lo que prima aquí es el contrato. Yo no puedo pensar que un gasoducto que tiene su propio centro de despacho, que tiene obligaciones y compromisos con alguien a quien le ofrece una capacidad y que tiene multas, puede estar supeditado a que un centro de despacho fuera de su sistema le diga no despache a este señor; eso tiene unas consecuencias absolutamente inmensas.

De manera que nosotros no hemos visto nunca la necesidad y el error, creo yo viene, si se puede llamar error, que se ha tomado, se ha hecho un símil con energía eléctrica y gas natural, y francamente son diferentes. El uno (electricidad) puede ser un despacho económico, el otro (gas) es un despacho físico regido por contratos. En la medida en que aquí empiece a haber contratos, que ya está empezando a suceder eso, ese tema del despacho centralizado no tiene por qué suceder, no tiene por qué existir.

Y lo otro de Ecogas es que finalmente, y creo que al doctor Valenzuela y a mí nos tocó ver el tema de Ecogas desde una óptica diferente hace muchos años, se pretendía en el gobierno de la época que Ecogas fuera privado. Nos encontramos con una gran dificultad y es que, y esto no es nuevo en Colombia, esto ha pasado en casi todos los países, tienes que dimensionar unas capacidades de transporte muy grandes que al principio se usan en pequeñas porciones. Los gasoductos se construyen, si se puede, de forma privada cuando tienes alguien que compré el gas al final, casi siempre un térmico, que tiene un mercado creado a donde vender. El mercado del gas natural en Colombia es relativamente nuevo, eso no se podía pensar hace algunos años, pero de todas maneras fue necesario. Había como tres opciones para alcanzar unos beneficios económicos netos a nivel del país cuando se descubrieron reservas adicionales. Había como tres opciones muy grandes. Uno sacrificar al productor, tenía unas implicaciones bien difíciles; otro, sacrificar a los distribuidores, tampoco se vio viable; y otra, que la infraestructura, en principio, la hiciera el Estado, que fue finalmente la decisión que se tomó. O sea que ese "esfuerzo" fue premeditado, mal o bien, yo creo que si uno pudiera echar la cosa como

para atrás, de pronto, haría unas cosas un poco diferentes, pero eso fue lo que se quiso hacer. Entonces ahora viene una pregunta, y esa si es una pregunta que hay que compartir y es que, en aquel momento, vimos que había un beneficio económico neto importante y que para atraparlos teníamos que hacer una serie de esfuerzos que se decidió hacerlos por la vía del transporte. ¿Qué está pasando ahora?. La situación ha cambiado, hay unas presiones fiscales enormes, hay unos déficits, hay unos desbalances entre lo que se recauda por transporte y lo que se paga a los BOTistas, pero ¿hasta dónde resiste eso?, con unos gasoductos ya construidos, y con un beneficio económico derivado de la sustitución?. ¿Cuál es el adecuado balance entre tarifas para penetración o simplemente subir tarifas y aguantar la penetración?. Es una pregunta que hay que hacerse permanentemente y revisarla permanentemente. No es sino mirar que el componente de transporte en los City Gates del interior, que es probablemente 65% o 70% puede ser más en 6 meses con la tendencia que tienen los precios del Fuel Oil y por supuesto los precios del gas que están vinculados ellos.

El tema de distribución, diría que eso de las convocatorias es una pregunta muy difícil, yo creo que da como para dos capítulos más. De las áreas exclusivas o no, simplemente me refiero y no necesariamente es la explicación a la pregunta del Ministro. Hay una cosa aquí que tiene definitivamente en nuestro sistema un efecto perverso, y es que el Dt que se quiere aplicar a la industria debe ser, en opinión de la Comisión, creo que han cambiado un poquito de parecer, el mismo que se aplica a toda la distribución con una frase que han acuñado que me parece que no es válida y es que "los domicilios no pueden subsidiar a la

industria". Nosotros podemos demostrar que vale menos atender a la industria que a la distribución domiciliaria. Creo que Ramón Dávila hizo la pregunta muy directa a Raúl porque andamos metidos en eso, y resulta que aquí hay un efecto. ¿Cuál es el efecto perverso?, que teóricamente una distribuidora podría no intentar si quiere atender la industria porque le pone el máximo Dt. Es claro que con ese Dt no hay nada que hacer, ni hablar de Crudo de Castilla; frente a otros sustitutos con ese Dt, no se puede competir. Si lo hace así, pierde todo ese volumen y el ajuste del famoso Kst significaría, en el próximo período tarifario, un aumento notable del Dt. Entonces uno dice, bueno, me estoy metiendo con el tema de la elasticidad precio de la demanda, no sé que hago, pero definitivamente eso no debe ser así. Se está dando el caso que nosotros estamos perdiendo clientes en la Costa, donde las tarifas de gas son muy bajas por efecto de la cercanía con los campos y que estamos perdiendo clientes en refrigeración, frente al de la energía eléctrica, aunque ese me parece que de pronto es una dificultad. Pero ese tema de la industria me parece que vale la pena revisarlo.

En las áreas exclusivas, se desligó, porque se permitía, totalmente la tarifa de la industria de la tarifa domiciliaria. Entonces, los que tienen áreas exclusivas, tienen la libertad, y así lo calcularon, de hacer una especie de net-back de toda la industria que tenían y tienen un Dt diferencial para las zonas exclusivas. Eso probablemente no explique todo pero es una razón.

En cuanto al tema del sector eléctrico y el gas natural yo también comparto plenamente (y creo que como que se le quita un peso de encima al Ministro) de que la posibilidad de evitar apagones y eso es más difícil, tiene que ser a través de señales claras. Por eso y como para volverme

reiterativo en el tema de los take or pays, debería la regulación, permitir que tanto en transporte, como en suministro, se cobraran tarifas diferenciales si el usuario quiere tener la posibilidad de interrumpir. Eso yo creo que le daría mucha flexibilidad al sistema y permitiría que el plan de expansión, que debe hacerse con base en térmicas, se facilite un poco más.

Hay otra cosa que me gustaría mirar y es que hay una sobretasa al transporte que es el 1.5%. Yo no sé si el objetivo de eso supuestamente es extender más las redes de gas natural. Creo que eso terminaría presionando enormemente el sistema y me parecería más viable, utilizar eso para hacer viable lo que ya tenemos. Creo que valdría la pena pensar en que eso se pueda cambiar de destinación.

El gas natural comprimido: hemos sido pioneros en la Costa Atlántica de esto; sería para nosotros suficiente que se dijera que para el gobierno es prioritario el uso del GNC. Yo no creo que se necesite ninguna acción que tenga implicaciones fiscales. El solo hecho de que haya conciencia ecológica y que, eventualmente, se empiece como a mirar medidas administrativas de dar rutas preferenciales a buses que usen combustibles no contaminantes sería suficientemente bueno. Si además, estamos en el futuro ante un escenario de soltar un poco los precios de la gasolina, el GNC se vuelve mucho más competitivo. La experiencia en Argentina es como nuestro sueño. Ahí está, tienen una canasta energética parecida, tienen una estructura impositiva diferente a la gasolina pero empezaron al mismo tiempo y hubo un éxito notable.

No puedo dejar de mencionar que el tema del IVA al gas y a la energía eléctrica, es

inconveniente. Creo además, que fiscalmente no significa gran cosa. Es una cosa que valdría la pena sacrificarse porque tenemos sobretasas, tenemos contribuciones, si le agregamos el IVA estamos dando unas señales diferentes a las que queremos.

Tenemos gas natural, el tema de las reservas, al cual me he debido referir de primero, me parece fundamental, no podemos permitir que se especule alrededor de las reservas. Creo que vale la pena que el Ministerio haga un esfuerzo de decir las "cifras oficiales" de lo que tenemos hoy en día es esto, y saber a qué referirnos. Yo tengo total y absoluta confianza, y ese es el discurso que hemos manejado; Leopoldo ha sido muy insistente en el tema; hay gas suficiente en Colombia. Si uno calcula, lo que los señores de B.P. y Ecopetrol tienen en la zona del Piedemonte, aún usando 1000 millones de pies cúbicos diarios estamos hablando de 21 o 22 años, eso es más que suficiente para embarcarse en proyectos de todo tipo.

Muchas gracias a todos, yo no tengo mucho más.

Memorias/1er. Foro sobre la industria del gas natural en Colombia/Asopciación colombiana de gas natural. Naturgas

338.206 A837m Ej.1

CATALOGADO POR: HELP FILE LTDA

FECHA

PRESTADO A

FECHA

MINISTERIO DE MINAS Y ENERGIA



01005283

BIBLIOTECA

Naturgas

ASOCIACION COLOMBIANA DE GAS NATURAL