



Ministerio de Minas y Energía

COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

RESOLUCIÓN No. 043 DE 2002

(24 JUN. 2002)

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

LA COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS

En ejercicio de las atribuciones constitucionales y legales, en especial las conferidas por la ley 142 de 1994, y los Decretos 1524 y 2253 de 1994, y

CONSIDERANDO:

I. ANTECEDENTES

Que el día 20 de febrero de 2001, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución CREG-017 *“por la cual se establecen los Cargos Regulados para el Sistema de Transporte de TRANSCOGAS S.A. E.S.P.”*;

Que dicha Resolución fue notificada personalmente a la empresa TRANSCOGAS S.A. E.S.P., por intermedio de su representante legal el día 2 de abril de 2001;

Que el día 9 de abril de 2001, mediante documento radicado en la CREG con el número 3066 de 2001, la empresa TRANSCOGAS S.A. E.S.P., por intermedio de su Representante Legal, interpuso recurso de reposición contra la Resolución CREG-017 de 2001, con el fin de que la Comisión de Regulación de Energía y Gas modificara parcialmente dicha Resolución;

II. PRETENSIONES DE LA EMPRESA

Que para justificar la solicitud, la empresa presenta los siguientes argumentos:

“Después de más de dos años de haber sido solicitada la fijación de la tarifa de transporte por parte de Transcogas S.A. ESP, la Comisión de Regulación de Energía y Gas expidió la Resolución 017 de 2001 mediante la cual estableció los cargos regulados para el Sistema de Transporte de Transcogas S.A. ESP, aplicando la metodología prevista en la Resolución CREG 001 de 2000, modificada parcialmente por las Resoluciones CREG 085 de 2000 y 007 y 008 de 2001.

En consecuencia, para la fijación de los cargos regulados que remuneran el servicio de transporte prestado por la empresa, la CREG debió tener en cuenta aspectos tales como la inversión base,

AMB
/

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

las demandas esperadas de volumen y capacidad, las tasas de retorno de capital y los gastos de administración, operación y mantenimiento. Si bien Transcogas S.A. ESP está de acuerdo con el tratamiento dado a algunos de estos factores, no comparte lo relativo a los siguientes aspectos, que inciden de manera significativa en la determinación final de la tarifa:

1. Capacidad Máxima de Mediano Plazo:

En primer término, debe señalarse que en criterio de la empresa, la Comisión partió de un supuesto equivocado para la determinación de la presión aplicable para la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del gasoducto, toda vez que en los considerandos de la Resolución impugnada se señala:

“Que efectuados los respectivos análisis se encuentra que la Capacidad Máxima de Mediano Plazo de 52.1 Mpcd, reportada por la Empresa, fue calculada tomando una presión de entrada de 400 psig; dicha capacidad no refleja un uso eficiente del gasoducto, no recoge los criterios definidos en la Resolución CREG 085 de 2000 y no es suficiente para atender la Demanda Esperada de Capacidad reportada por la Empresa para el respectivo período tarifario;

*“Que efectuados los mismos análisis con los criterios definidos en la Resolución CREG 085 de 2000, e incorporados en la Resolución CREG 008 de 2001, se encuentra que **tomando una presión de 800 psig, que refleja el promedio de la presión de llegada del gas natural a la estación de Cogua**, la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del gasoducto es 132.8 Mpcd.”(Negrilla fuera de texto)*

Como se observa, para ampliar la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del Sistema de Transporte de Transcogas S.A. ESP, la Comisión aplicó una presión de llegada del gas a la estación de Cogua de 800 psig, por cuanto –según su criterio– la capacidad calculada con la presión de 400 psig tomada por la empresa, no refleja un uso eficiente del gasoducto, ni recoge los criterios definidos en la Resolución CREG 085 de 2000 incorporados en la 008 de 2001, como tampoco es suficiente para atender la demanda esperada de capacidad reportada por la empresa.

Al respecto, cabe señalar que el artículo 1 de la Resolución CREG 085 de 2000 definió la Capacidad Máxima de Mediano Plazo de un gasoducto como “el volumen de gas máximo transportable en un día de gas, calculado por el transportador con modelos de dinámica de flujo de gas, utilizando los parámetros técnicos específicos del fluido y del gasoducto así como los procedimientos y las presiones de entrada y salida que se definen en la presente Resolución.”

A su turno, las presiones de entrada y salida para el cálculo de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo de los gasoductos fueron definidas inicialmente en el artículo 3° de la misma Resolución, así:

“Artículo 3°. Cálculo de las Capacidades Máximas de Mediano Plazo. Para el cálculo de las Capacidades Máximas de Mediano Plazo de un STT o un SRT se tendrán en cuenta los siguientes aspectos:

“3.1. Presión de entrada y salida (psig). Las presiones normativas de entrada y salida deben tomar los siguientes valores, según el caso:

De/A	STT	SRT	SD
Pozo	1200 Cte.	-	-
STT	Nota 1	250 Cte.	250 Cte.
SRT	-	250 Cte.	60 Cte.
SD	-	250 Cte.	-
Compresor	Nota 2	Nota 2	-

“SD: Sistema de Distribución

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

"Cte.: Constante durante las 24 horas del día.

"Nota 1: Corresponde a uno de los siguientes valores: i) Al promedio constante durante las 24 horas del día entre 1200 psig y la presión contractual o; ii) al promedio del perfil horario de presiones del día del año en el cual se presenta la demanda esperada de capacidad.

"Nota 2: Corresponde al promedio constante durante las 24 horas del día entre 1200 psig y la presión de descarga del compresor."

Sin embargo, la metodología para el cálculo de las Capacidades Máximas de Mediano Plazo establecida en la disposición parcialmente transcrita, fue expresamente modificada por el artículo 2° de la Resolución CREG 008 de 2001, a la cual remite la Comisión en la Resolución recurrida y, por ende, debió ser tenida en cuenta para efectos de la determinación de las presiones de entrada y salida que sirven de base para fijar la capacidad del gasoducto. En lo pertinente, el citado artículo dispone:

"Artículo 2°. Modifícase el artículo 3° de la Resolución CREG - 085 de 2000, el cual quedará así:

"Artículo 3°. CÁLCULO DE LAS CAPACIDADES MÁXIMAS DE MEDIANO PLAZO: Para el cálculo de las Capacidades Máximas de Mediano Plazo de un STT o un SRT se tendrán en cuenta las siguientes reglas:

"(...)

*"3.4.3. Para aquellos Sistemas Troncales de Transporte que se deriven de un Sistema de Transporte de otro transportador, se utilizarán **las presiones promedio obtenidas por el transportador que entrega en el Punto de Transferencia correspondiente.** (Negrilla fuera de texto)*

"(...)

*"3.5.1. Para aquellos Sistemas Regionales de Transporte que se deriven de un Sistema de Transporte de otro transportador, se utilizarán las presiones promedio obtenidas por el transportador que entrega en el Punto de Transferencia correspondiente. **En los demás casos se utilizará una presión de entrada de 250 psig y presiones de salida de 60 psig.** (Negrilla fuera de texto)*

"(...)

"3.5.3. Si dentro de un Sistema de Transporte la Capacidad Máxima de Mediano Plazo, calculada para cualquier gasoducto, es inferior a la suma de las Capacidades Máximas de Mediano Plazo de los gasoductos que se desprenden de él, los valores de las capacidades calculados para estos últimos se disminuirán en forma proporcional, hasta lograr que su capacidad acumulada no exceda la del gasoducto del cual se desprenden."

Revisado el contenido de la Resolución impugnada a la luz de las disposiciones parcialmente transcritas, se puede sostener que para la determinación de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del Sistema de Transporte de Transcogas S.A. ESP, la Comisión, o bien, aplicó incorrectamente la metodología establecida en el artículo 2° de la Resolución CREG 008 de 2001, al tomar la presión promedio de llegada del gas a la estación de Cogua y no la del punto de transferencia al cual alude esta disposición; o, utilizó la primera opción que preveía la Nota 1 del artículo 3° de la Resolución CREG 085 de 2000, sin tener en cuenta que este artículo había sido derogado. Esto último, toda vez que la presión de llegada de 800 psig fijada por la CREG para la estación de Cogua coincide con el promedio entre los 1200 psig a que se refiere la Nota 1 y los 400 psig equivalentes a la presión que se tiene contratada entre Ecogás y los remitentes.

En este sentido se tiene que en el Documento CREG 036 del 20 de febrero de 2001 que sirvió de base para la expedición de la Resolución impugnada, se advierte lo siguiente:

PM2

A

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

"(...) para el cálculo de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo se utiliza una presión de entrada de 800 psig (equivalente al promedio entre 1200 y la contractual) obteniéndose que la capacidad del gasoducto es de 132.8 Mpcd en promedio en estado transitorio. (...)

"Adicionalmente, de acuerdo con la información suministrada por Ecogás en comunicación del 29 de febrero de 2000, radicación CREG 1524 de 2000, y recientemente en comunicación del 26 de enero de 2001, radicación CREG 0589 de 2001, las presiones operativas en la estación de Cogua están en promedio por encima de los 800 psig."

En este punto cabe destacar –de una parte– que las comunicaciones a las que alude el Documento CREG, no fueron expedidas con destino al trámite de la tarifa de Transcogas S.A. ESP sino que forman parte del expediente tarifario de Ecogás; y –de otra– que tales comunicaciones no contienen una certificación respecto de la presión operativa en la estación de Cogua, sino que corresponden a unas gráficas suministradas por Ecogás para la simulación de su gasoducto, de las cuales la CREG infiere que las presiones operativas en la estación de Cogua están en promedio por encima de los 800 psig. Así mismo, se advierte que la presión que la CREG asume con base en esta información, corresponde a la presión de llegada a la estación de Ecogás en Cogua, y no a la del punto de transferencia, que es de 400 psig tal como se demuestra con la certificación emitida últimamente por Ecogás a solicitud de la empresa. (ver anexo 2)

En efecto, si la Comisión hubiera dado estricta aplicación a la Resolución CREG 008 de 2001, tendría que haber considerado que el Sistema de Transporte de Transcogas S.A. ESP surgió a raíz de la definición que del Subsistema de Transporte de la Sabana de Bogotá, hizo la misma Comisión en la Resolución CREG 093 de 1997 en la que dispuso que éste es "el subsistema compuesto por el gasoducto o red de gasoductos con ramales y conexiones asociadas, que se conecta al sistema troncal de transporte en la estación reguladora de puerta de ciudad de Cogua y atiende parte o la totalidad de los siguientes municipios (...)", y, que en consecuencia, el Sistema Troncal de Transporte de Transcogas S.A. ESP se deriva de otro Sistema Troncal de Transporte que pertenece a Ecogás.

Razón por la cual, para el cálculo de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del gasoducto troncal de Transcogas S.A. ESP, la Comisión ha debido dar aplicación a lo dispuesto en el numeral 3.4.3. del artículo 2° de la Resolución CREG 008 de 2001 y, en este sentido, debió utilizar las presiones promedio obtenidas por Ecogás en el punto de transferencia; concepto éste que es definido en el artículo 1° de la Resolución CREG 084 de 2000, que adicionó el RUT, en los siguientes términos:

"Punto de Transferencia: *Punto en el cual se realiza la transferencia física de gas entre dos Sistemas de Transporte y a partir del cual el transportador que recibe el gas asume la custodia del mismo."*

De acuerdo con lo anterior y como quiera que la empresa asume la custodia del gas una vez sale de la estación de regulación de Ecogás en Cogua y entra en su estación de regulación, tal como se aprecia en la foto anexa, la presión con base en la cual debe calcularse la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del gasoducto es de 400 psig que corresponden al promedio de presiones obtenidas por Ecogás en este punto¹, tal como se demuestra con el registro histórico de presiones que se anexa y la certificación del 4 de abril de 2001 emitida por el Jefe de Área de Administración de Contratos Comerciales de Ecogás, lo que de resultar insuficiente, puede ser constatado por un perito designado por la Comisión.

Así las cosas, se tiene que la presión de 400 psig aplicada por la empresa no sólo se adecua a lo previsto en la Resolución CREG 008 de 2001, sino que además, obedece a los criterios establecidos en su momento por la propia Comisión para el diseño del gasoducto del Subsistema de Transporte de la Sabana.

¹ Esta presión coincide con la propuesta presentada por Transcogas S.A. ESP en desarrollo de la opción (ii) de la nota 1 del artículo 3° de la Resolución CREG-085 de 2000, que se obtuvo teniendo en cuenta que la presión de entrada del Sistema de Transporte de Transcogas S.A. ESP, por conectarse con otro Sistema Troncal de Transporte, es igual a la del punto de transferencia, el cual ya había sido definido por la Resolución CREG-084 de 2000.

470
H

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

En efecto, la CREG con las resoluciones 092 y 093 del 27 de mayo de 1997 definió las bases del Subsistema de Transporte de la Sabana de Bogotá y determinó que éste debía conectarse al sistema troncal de transporte en la estación reguladora de puerta de ciudad de Cogua y tener salidas en los diferentes municipios de la Sabana, excluyendo a Bogotá y Soacha.

Al definir así el Subsistema de la Sabana, la CREG estableció las bases de eficiencia sobre las cuales un transportador debería diseñar el gasoducto, el cual se tendría que conectar a la estación reguladora de Cogua atendiendo la presión mínima garantizada por Ecogás de 400 psig.

Dadas estas condiciones, se tiene que el diseño del sistema de transporte propuesto por Transcogas S.A. ESP es la mejor alternativa en eficiencia técnico económica, toda vez que cualquier sistema de tuberías se debe diseñar tomando en consideración dos factores principales, el primero se relaciona con la máxima presión que debe resistir la tubería (espesor de la misma) y por lo tanto, para el diseño se debe considerar la **MÁXIMA** presión a la cual estará sometido el sistema en cualquier momento de la operación. El segundo, se relaciona con el diámetro requerido para transportar el máximo volumen de gas que demandará el sistema y obviamente se debe diseñar con la **MÍNIMA** presión de entrada, pues es la única forma de garantizar que el sistema pueda transportar todo el volumen requerido en las condiciones más adversas de presión, las cuales se dan en los momentos de mayor volumen.

En la siguiente tabla se destacan las ventajas del gasoducto diseñado por Transcogas S.A. ESP frente al diseño que se derivaría de aplicar una presión promedio de 800 psig, como lo concibe la CREG, desconociendo la existencia de una estación reguladora:

	Sistema de Transcogas con estación reguladora	Sistema 400 – 1200 psig (CREG)
Efecto en el espesor de la tubería	Espesor del tubo "normal" (económico)	Gran espesor de tubería (costoso)
Efecto en el diámetro de la tubería	Se requiere el mismo diámetro en las dos situaciones, pues la Capacidad se calcula sobre la presión mínima garantizada de 400 PSIG	

Cabe destacar que los resultados presentados en esta tabla y en los ejemplos posteriores se basan sólo en criterios derivados de las buenas prácticas de la ingeniería, los cuales se reflejan en los compromisos comerciales que adquiere la compañía.

Como se observa en la tabla anterior, desde el punto de vista de la inversión, el sistema más favorable se presenta cuando se instala una estación de regulación que limita la máxima presión que alimentará al sistema de tuberías, tal como lo estableció la Resolución CREG 093 de 1997.

Lo anterior se hace más evidente si se utilizan datos reales, para comparar la situación a la que alude la CREG en la resolución impugnada, con la situación actual del gasoducto troncal de Transcogas S.A. ESP y con un diseño para una presión máxima de 400 psig. Para facilitar el entendimiento de la comparación, a continuación se presenta la fórmula para determinar el espesor de la tubería:

$$P = \frac{2St}{D} FET$$

- Donde,
- D = Diámetro exterior de la tubería, en pulg
 - E = Factor de unión longitudinal
 - F = Factor de diseño
 - P = Presión máxima de diseño, en psig
 - S = Esfuerzo de tensión, en psi
 - T = Factor de temperatura
 - t = Espesor nominal de la tubería, en pulg

Los resultados obtenidos en las distintas alternativas analizadas son los siguientes:

[Handwritten signature]

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

		Diseño Transcogas Con estación Regulación		Diseño 400 - 1200 psig (CREG)
		Diseño para 400 psig	Diseño con margen para operación	
Factor de Zona	F	0.4	0.4	0.4
Eficiencia de la junta	E	1	1	1
Factor de temperatura	T	1	1	1
Presión de diseño (Psi)	P	400	500	1200
Factor de Corrosión (Pulgadas) (Nota 1)	C	0.0625	0.0625	0.0625
Esfuerzo de Fluencia (PSI)		46,000	46,000	46,000
Diámetro Exterior (Pulgadas)	D	20.000	20.000	20.000
Espesor Mínimo Calculado (pulgadas)	t	0.280	0.334	0.715
Espesor Comercial (pulgadas)		0.281	0.344	0.750
Presión Máxima (Descontando Factor de Corrosión)	psi	402.04	517.96	1,265.00
Peso (kg/m)		87.7	107.12	230.27
Costo total del material (Nota 2)	usd	4,819,013	5,886,120	12,653,069
Diferencia respecto del Diseño Transcogas	usd	-1,067,106		6,766,950

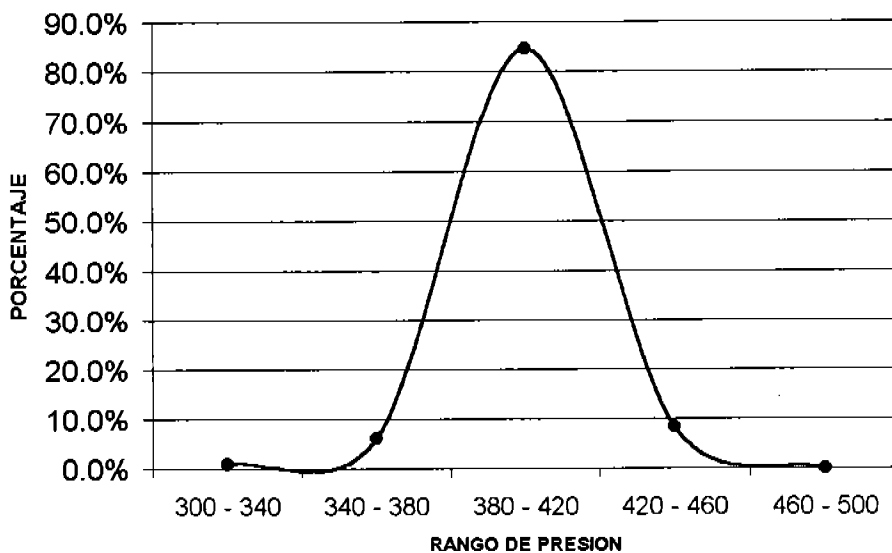
Nota 1: Corresponde a 1/16 de pulgada por cada 12 años
 Nota 2: Corresponde a tomar el acero requerido para la construcción de la línea troncal de Transcogas de 20" con una longitud de 59727 metros y un costo en dólares por tonelada de acero de US\$ 920. (No incluye obras civiles ni mano de obra, sólo material)

Como se observa, el diseño propuesto por Transcogas S.A. ESP representa un ahorro, en sólo material de tubería, de casi siete millones de dólares, que equivale a un 53% frente al diseño que se derivaría de la concepción de la CREG.

Es importante anotar que no es posible aplicar el diseño presentado para 400 psig, pues ésta es la mínima presión garantizada, lo que quiere decir que puede ser superior como lo demuestra el histórico de presiones de la empresa que se adjunta como prueba (Ver anexo 3).

La siguiente gráfica muestra que aunque la presión contractual y garantizada es de 400 psig, por situaciones normales de operación, ésta no es constante y por ejemplo, aunque más del 85% del tiempo se mantiene una presión entre 380 psig y 420 psig, esporádicamente se reciben presiones cercanas a los 500 psig, además esta baja inversión adicional se justifica si se tiene en cuenta que se está garantizando la seguridad de un gasoducto que recorre zonas urbanas de alta densidad poblacional.

FRECUENCIA DE OCURRENCIA DE PRESIONES EN EL PUNTO DE TRANSFERENCIA DE LOS GASODUCTOS DE ECOGAS Y TRANSCOGAS EN COGUA



De lo anterior se puede concluir lo siguiente:

Handwritten signature or initials.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

1. *El Diseño de Transcogas S.A ESP, a pesar de contar con un gasoducto que inicialmente fue utilizado para servir en un sistema de distribución, es la opción más eficiente y cumple con la regulación vigente, así como con los parámetros definidos por la Comisión en la Resolución CREG 093 de 1997.*
2. *Transcogas S.A ESP sólo puede comprometerse en contratos de transporte hasta una capacidad calculada con base en las condiciones de presión garantizadas por Ecogas, que corresponden a 400 psig.*

Por las razones expuestas, no resulta válido considerar que al utilizar una presión de 400 psig, la capacidad del gasoducto no refleje un uso eficiente del mismo, más aún si se tiene en cuenta que el diseño de Transcogas S.A. ESP supera el criterio de eficiencia establecido por la CREG en la regulación de 1997, pues al incluir a los municipios de Bogotá y Soacha se aprovechan todas las economías de escala.

Cosa distinta es que la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del gasoducto calculada por Transcogas S.A. ESP en 52.1 Mpcd no corresponda a la situación real, por haberse incurrido en un error involuntario en la configuración de un parámetro del software del modelo TG-NET, el mismo en el cual incurrió el funcionario designado por la Comisión para correr el modelo en las instalaciones de Ecogás y Gas Natural S.A ESP. En efecto, una vez corregida la aplicación de este modelo, la empresa ha podido confirmar que la capacidad del gasoducto -utilizando la presión de entrega en el punto de transferencia, equivalente a 400 psig - es de 101 Mpcd al año 2011 (106Mpcd al año 2020) y no de 52.1 Mpcd, tal como se advierte en las memorias de cálculo anexas, basadas en las comunicaciones remitidas por el fabricante del software, lo cual puede ser verificado por la propia Comisión a través de un funcionario o perito que adelante este procedimiento.

Sobre el particular, vale la pena mencionar que para correr el modelo inicialmente se utilizaron unas condiciones estándar de 14.65 psig y 60°F, sin embargo Gas Natural S.A. ESP en su condición de operadora del gasoducto, detectó que al utilizar la herramienta TG-NET para las operaciones de empaquetamiento, el resultado arrojado se aproximaba más al valor real si se cambiaban las condiciones de referencia de 14.65 psig a 0 psig y se mantenía la misma temperatura. Razón por la cual, formuló al fabricante del software, la consulta correspondiente mediante comunicación del 12 de enero del 2001, que fue resuelta en los siguientes términos: "En opciones de simulación, usted debe usar 0 psig y 59-60°F. Como usted lo ha notado, esto hace una gran diferencia en el cálculo de la solución."

Posteriormente, mediante comunicación del 9 de marzo del año en curso, se solicitó al fabricante del software, el soporte de la anterior afirmación, en los siguientes términos: "(...) en este correo que adjunto y en el curso nos fue dicho que se debía usar 0 como presión de referencia para que el modelo diera resultados reales, porque el modelo consideraba una presión estándar por defecto de 14.696 psig. Me podrían por favor mostrar en qué documento del software dice esto o cómo se puede soportar este argumento? Espero este concepto con carácter urgente para poder dilucidar la veracidad o no del estudio realizado anteriormente."

Mediante comunicación del 12 de marzo, el fabricante del software confirmó que la presión que debía tomarse era 0 y manifestó que "No hay una sección en la documentación del software que explique esto muy bien, nosotros tomaremos nota para documentar mejor esta sección en nuestra próxima versión."

Con base en lo anterior puede sostenerse que razonablemente cualquier persona que hubiera corrido el modelo, podía incurrir en el error en el que incurrieron la empresa y la Comisión al calcular la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del gasoducto, toda vez que el diseño del software inducía al mismo.

En suma, de todo lo expuesto puede afirmarse que: (i) De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 008 de 2001 que modificó el artículo 3° de la 085 de 2000, para el cálculo de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del gasoducto no puede aplicarse una presión diferente de la que se presente en el punto de transferencia. En este sentido, no es posible aplicar una presión de 800 psig sino de 400 psig; (ii) Utilizando la metodología establecida en la Resolución

003
A

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

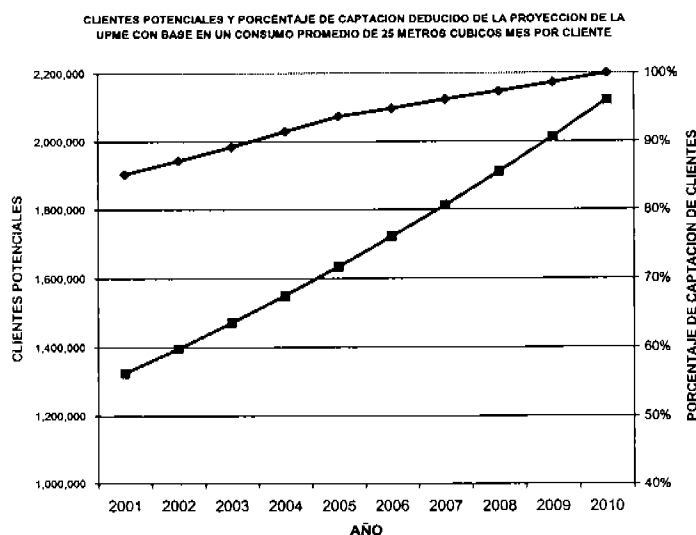
008 de 2001 y una correcta aplicación del modelo TG-NET en el estado transitorio, se tiene que la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del gasoducto es de 101 Mpcd al año 2011 (106 Mpcd al año 2020), la cual cumple con las expectativas de demanda previstas por la empresa; y, (iii) el Sistema de Transporte ha sido diseñado por Transcogas S.A. ESP con criterios de eficiencia.

En consecuencia, se solicita a la CREG modificar la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del Sistema Troncal de Transporte de Transcogas S.A. ESP y teniendo en cuenta que la Demanda Esperada de Capacidad no debe superar la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del gasoducto o grupo de gasoductos, tal como lo dispone el artículo 2° de la Resolución CREG 085 de 2000, también se solicita modificar la Demanda Esperada de Capacidad establecida en el Anexo 2 al cual remite el artículo 4° de la Resolución impugnada, así como los cargos regulados que se aprobaron con base en esta demanda.

2. Demanda Esperada por Volumen:

Analizado el documento elaborado por la UPME y radicado en la CREG bajo el número 8761 del 29 de noviembre de 2000, en desarrollo de lo dispuesto en el parágrafo del artículo 9° de la Resolución CREG 085 de 2000, se tiene que las proyecciones de consumo residencial y de Gas Natural Vehicular fueron sobrestimadas por esa Unidad, por las siguientes razones:

1. El consumo residencial previsto por la UPME resulta bastante alejado de la realidad toda vez que implicaría la conexión del 100% de los clientes potencialmente convertibles que existen en la actualidad (1'325,000 clientes) y un crecimiento superior al 5% anual en el número de clientes, lo cual resulta imposible dado que existen sustitutos y la experiencia internacional indica que en ningún lugar, la totalidad de los clientes potenciales se han convertido en usuarios efectivos del servicio. La anterior afirmación, se formula teniendo en cuenta que el consumo promedio mensual actual de la ciudad de Bogotá corresponde a 25 metros cúbicos mes por cliente. Lo anterior se muestra claramente en la siguiente gráfica.



2. En cuanto a la proyección de Gas Vehicular elaborada por la UPME, se tiene que ésta resulta poco verosímil en la situación actual dado que, con la estructura vigente de precios del diesel, con el Proyecto de Ley de liberación de precios de suministro de gas natural y con la liberación del precio del gas natural vehicular en las estaciones de servicio, es de esperar que aumente el consumo del diesel en detrimento del gas natural. En este sentido, la empresa considera que el volumen de gas destinado al uso vehicular debería reducirse proporcionalmente a los descuentos que las empresas transportadoras y distribuidoras deben hacer para implementar este mercado, los cuales están cerca del 50% de su tarifa aprobada, y que la CREG toma como un volumen remunerado con tarifa plena.

De otra parte, se tiene que como consecuencia de la nueva Capacidad Máxima de Mediano Plazo del gasoducto (101 Mpcd en el 2011 y 106 Mpcd en el 2020) a que se hizo referencia en el

PTD
/

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

capítulo anterior, los volúmenes a transportar establecidos por la Comisión en el Anexo 2 de la Resolución impugnada, deben modificarse aplicando la metodología establecida y tomando como base los volúmenes presentados inicialmente por Transcogas S.A. ESP y ajustados a lo propuesto por la CREG en la comunicación del 10 de enero de 2001 en la que señaló:

"Con el fin de someter a aprobación de la CREG dichos cargos a la brevedad posible y evitar mayores contratiempos a las empresas transportadoras el Comité de Expertos de la Comisión se permite proponer la siguiente alternativa de actualización de su solicitud tarifaria:

- 1. Inversión:** Actualizar la inversión existente a diciembre 31 de 2000 teniendo en cuenta el monto de inversiones ejecutadas durante el año 2000. El Programa de Nuevas Inversiones se desplazaría un año cubriendo el periodo 2001-2005; esto implicaría que las inversiones no ejecutadas durante el 2000 se desplazarían para el 2001.
- 2. Demandas:** Consecuente con el desplazamiento de inversiones se desplazaría un año la proyección de demanda reportada por la empresa en su solicitud tarifaria.
- 3. Gastos de AOM:** Se desplazaría en un año la proyección de gastos de AO&M reportados por la empresa. No se modificarían los parámetros con los cuales se evaluó la frontera de eficiencia mediante la metodología del DEA"

Por las razones expuestas en este punto, se solicita a la CREG modificar el Anexo 2 al cual remite el artículo 4° de la Resolución recurrida, en el sentido de reducir los valores asignados a la Demanda Esperada de Volumen y, en consecuencia, modificar los cargos que fueron aprobados con base en esta demanda.

3. Inversión base:

Si bien en la fijación de los cargos de transporte de Transcogas S.A. ESP, la CREG tuvo en cuenta el Programa de Nuevas Inversiones presentado por la empresa, no sucedió lo mismo con la valoración de la Inversión Existente a diciembre de 1999, toda vez que de acuerdo con el documento CREG-036 del 20 de febrero de 2001, la Comisión utilizó los costos unitarios (por metro de gasoducto) presentados por Gas Natural S.A. ESP en la solicitud formulada en 1996 para la definición del Dt.

Como se aprecia en los Cuadros 5.11 y 5.18 del documento "ESTUDIO DE COSTOS Y TARIFAS - INFORME FINAL - PERÍODO 1997-2001", presentado por Gas Natural S.A. ESP dentro de la solicitud de definición de tarifa, cuyas copias se adjuntan al presente recurso, dicho costo unitario es de \$266,094 por metro (a valores de diciembre de 1995), que convertidos en dólares a la tasa de cambio de esa época², equivalen a US\$269.4 por metro. Es preciso anotar que este costo es el resultado de promediar no solamente el valor de las tuberías que hoy son de transporte, sino también el de las tuberías de la red actual de distribución del Distrito Capital y Soacha. La Comisión, al utilizar este costo promedio unitario presentado por Gas Natural S.A. ESP, subvalora de manera importante la Inversión Existente de Transcogas S.A. ESP a diciembre de 1999, toda vez que, como se aprecia en la siguiente tabla, dicho costo corresponde al promedio ponderado de tuberías de diámetros que varían entre 20" y 4", cuya longitud total es de 291,397 m.

² La Tasa Representativa del Mercado en diciembre de 1995 era de \$987.65 por dólar.

AD
A

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

**INFORMACIÓN PRESENTADA EN LA SOLICITUD DE TARIFAS DE GAS
NATURAL S.A. E.S.P. EN 1996**

Diámetro	Long (m)	Valor (MCol\$-95)	Índice (KCol\$-95/m)
Sistema en operación a final de 1995			
20	2,158		
14	36,831		
10	32,062		
8	14,717		
6			
4			
Total	85,768	22,822	266.09
Plan de expansión 1996-2000			
20	50,529		
14	130,900		
10	-		
8	6,500		
6	9,200		
4	8,500		
Total	205,629	54,717	266.09
Total sistema en operación a dic/95 + plan de expansión			
20	52,687		
14	167,731		
10	32,062		
8	21,217		
6	9,200		
4	8,500		
Total	291,397	77,539	266.09
* Precios a diciembre de 1995			
Fuentes:			
1. "ESTUDIO DE COSTOS Y TARIFAS (Informe Final), PERÍODO 1997-2001. GAS NATURAL E.S.P. Santafé de Bogotá D.C. Septiembre de 1996.			
2. Cuadros entregados por GAS NATURAL E.S.P. en reuniones de análisis en 1996			

Dado que el valor unitario tomado por la CREG corresponde al promedio de todas las inversiones de Gas Natural S.A. ESP, se tiene que para que la comparación sea válida frente a los costos de la inversión de Transcogas S.A. ESP, la CREG ha debido tomar el promedio ponderado de los costos unitarios no sólo de las inversiones existentes de Transcogas S.A. ESP, sino también de las nuevas inversiones, lo que daría como resultado que el costo promedio ponderado del total de los 171.022 m de tubería es de US\$ 282.2 por metro (a valores de diciembre de 1999), costo éste que difiere en tan solo un 4.8% del costo promedio unitario de Gas Natural S.A. ESP³ y no en el 36% a que hace referencia el Documento CREG-036 del 20 de febrero de 2001.

El costo promedio unitario de las inversiones de Transcogas S.A. ESP (US\$ 282.2 por metro, a valores de diciembre de 1999) se refleja en la siguiente tabla, en la que se discriminan los costos de las inversiones existentes, las nuevas inversiones y la inversión total correspondientes a la información suministrada por la empresa a la CREG en el documento "SOLICITUD DE DEFINICIÓN DE LOS CARGOS REGULADOS DE TRANSPORTE PARA EL SUBSISTEMA DE TRANSPORTE DE LA SABANA DE BOGOTÁ", de julio de 2000.

³ Porcentaje de diferencia = $(282.2/269.4-1)*100$

me
A

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

Diametro (pulgadas)	Longitud (m)	Valor (US\$-99)	Indices (US\$/m)
Inversión existente a diciembre 1999			
20	29,927	11,764,836	393.1
14	13,525	4,223,505	312.3
10	-	-	-
8	-	-	-
6	-	-	-
4	290	37,445	129.1
3	-	-	-
Total	43,742	16,025,786	366.4
Programa de nuevas inversiones 2000-2004			
20	29,800	13,072,880	438.7
14	19,360	6,659,442	344.0
10	5,500	1,456,400	264.8
8	19,150	4,496,568	234.8
6	-	-	-
4	6,170	796,670	129.1
3	47,300	5,747,831	121.5
Total	127,280	32,229,791	253.2
Total inversión existente + programa de nuevas inversiones			
20	59,727	24,837,716	415.9
14	32,885	10,882,947	330.9
10	5,500	1,456,400	264.8
8	19,150	4,496,568	234.8
6	-	-	-
4	6,460	834,115	129.1
3	47,300	5,747,831	121.5
Total	171,022	48,255,577	282.2
* Precios en dólares de diciembre de 1999			
Fuente: SOLICITUD DE DEFINICIÓN DE LOS CARGOS REGULADOS DE TRANSPORTE PARA EL SUBSISTEMA DE TRANSPORTE DE LA SABANA DE BOGOTÁ. Transcogas S.A. E.S.P. Santa Fe de Bogotá, julio de 2000			

Es pertinente mencionar que la diferencia del 4.8% entre los promedios unitarios obtenidos con la información presentada por Gas Natural S.A. ESP en 1996 y la presentada por Transcogas S.A. ESP, obedece al mayor conocimiento originado en la instalación real de tuberías con posterioridad a diciembre de 1995 y por lo tanto, a la depuración progresiva de las bases de datos, capitalizando la experiencia obtenida durante 4 años de ejecución de gasoductos en el área geográfica de la Sabana de Bogotá.

Ahora bien, la diferencia del 36% calculada por la CREG es el resultado de comparar dos promedios que contienen tuberías de características tan diferentes, que inducen a equívocos. Es decir, aunque el costo promedio unitario de la Inversión Existente de Transcogas S.A. ESP es de US\$366.4 por metro, esto es, un 36% superior al presentado por Gas Natural S.A. ESP (US\$ 269.4 por metro), dicho promedio proviene de tuberías con diámetros de 20" y 14" solamente, mientras que el promedio presentado por Gas Natural S.A. ESP en 1996, proviene de tuberías con diámetros entre 20", 14", 10", 8", 6" y 4", tal como se presenta en la siguiente tabla:

Composición de las tuberías consideradas en los promedios ponderados

Diámetro (pulgadas)	Solicitud de Gas Natural S.A. E.S.P en 1996		Solicitud de Trancogas S.A.E.S.P en 2000	
	Longitud	Participación	Longitud	Participación
	m		m	
20	52,687	18.1%	29,927	68.4%
14	167,731	57.6%	13,525	30.9%
10	32,062	11.0%	-	0.0%
8	21,217	7.3%	-	0.0%
6	9,200	3.2%	-	0.0%
4	8,500	2.9%	290	0.7%
Total	291,397	100.0%	43,742	100.0%

AMB
/

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

En consecuencia, el costo promedio unitario correspondiente a la información suministrada por Transcogas S.A. ESP está dominado por las tuberías de mayor diámetro que, como es sabido, tienen un valor superior al de las tuberías de menores diámetros. Por su parte, el costo promedio unitario presentado por Gas Natural S.A. ESP está afectado por tuberías de menor diámetro, que reducen el promedio significativamente.

En conclusión, la CREG basa su decisión de reducir los costos unitarios presentados por Transcogas S.A. ESP y por lo tanto, disminuir la Inversión Existente con base en una comparación inapropiada con los costos presentados por Gas Natural S.A. ESP. Estos no son comparables entre sí, pues se basan en conjuntos de tuberías cuya composición de diámetros, longitudes y costos unitarios difieren de manera significativa.

Al calcular los costos unitarios de otros transportadores, a partir de las inversiones reconocidas por la CREG en gasoductos de diámetros y fechas de entrada en operación comparables, resultan los valores que se presentan en el siguiente cuadro.

Resolución	Gasoducto	Año de Entrada	Diámetro (Pulgadas)	Longitud (km)	Inversión reconocida (US\$ Dic 2000)	Costo Unitario (US\$/m)
CREG 018 - 2001	Ballena La Mami (*)	1997	20,24	143	87,912,763	614.77
	La Mami - Barranquilla (*)	1997	20,24	142	133,315,808	938.84
CREG 015 - 2001	Sebastopol - Medellín (**)	1997	14	5	58,887,588	399.24
			12	142.5		
				147.5		

(*) Incluye inversión existente y programa de nuevas inversiones
 (**) Incluye cruce subfluvial y programa de nuevas inversiones

Se aprecia que los costos unitarios presentados por Transcogas S.A. E.S.P. resultan sustancialmente inferiores a los reconocidos recientemente por la CREG.

De otra parte, del Anexo 1 de la Resolución impugnada se advierte que la Comisión incluyó el Centro Principal de Control como uno de los activos de la Inversión Existente, no obstante que la empresa lo incluía en el Programa de Nuevas Inversiones que presentó a la CREG, por cuanto a la fecha, dicho centro de control no se ha implementado.

Por lo anterior, se solicita a la Comisión que para el cálculo de la Inversión Existente utilice los costos unitarios presentados por Transcogas S.A. ESP y excluya de ella el valor correspondiente al Centro Principal de Control, el cual deberá incluirse en el programa de Nuevas Inversiones, todo ello con el fin de que la Inversión Base que sea tomada para la fijación de los cargos regulados del Sistema de Transporte de Transcogas S.A. ESP refleje la situación real de la empresa.

En conclusión, por las fundadas razones de hecho y de derecho expuestas a lo largo de todo este escrito, Transcogas S.A. ESP se encuentra facultada para solicitar a la Comisión, que reconsidere los criterios tenidos en cuenta en la Resolución CREG 017 de 2001 para fijar la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del Gasoducto, las Demandas Esperadas de Capacidad y Volumen, así como la Inversión Base, y que en consecuencia, modifique los cargos regulados para el Sistema de Transporte de Transcogas S.A. ESP.

ANEXOS Y PRUEBAS:

Para que sean tenidos como pruebas al momento de resolver el presente recurso, se anexan los siguientes documentos:

1. Certificado de Existencia y Representación Legal de Transcogas S.A. ESP.
2. Comunicación dirigida a Ecogás en la que se solicita certificar las presiones en el punto de transferencia, así como, la correspondiente certificación emitida por esa entidad el 4 de abril de 2001.

170
A

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

3. *Registro histórico de presiones en el punto de transferencia desde el 8 de noviembre de 2000 hasta el 31 de marzo de 2001, en medio magnético. (1 diskette).*
4. *Registro fotográfico del punto de transferencia.*
5. *Memorias del nuevo cálculo de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del gasoducto.*
6. *Copia del contrato de transporte celebrado entre Ecopetrol hoy Ecogás y Gas Natural S.A. ESP, donde consta que la presión garantizada es de 400 psig.*
7. *Copia de las comunicaciones cruzadas entre Gas Natural S.A. ESP y el fabricante del software del modelo TG-NET (12 y 15 de enero de 2001; 9 y 12 de marzo de 2001).*
8. *Copia de los cuadros 5.11 y 5.18 del Documento de "ESTUDIO DE COSTOS Y TARIFAS - INFORME FINAL - PERÍODO 1997-2001" de septiembre de 1996, elaborado por GAS NATURAL S.A. ESP y presentado a la CREG.*
9. *Copia del "Plan de Construcción de líneas de acero del gasoducto urbano de Santafé de Bogotá y Soacha", presentado por Gas Natural S.A. ESP.*

Adicionalmente, se solicita a la Comisión designar, en caso de no considerar suficientes las pruebas aportadas, los peritos o funcionarios que considere para que practiquen las pruebas pertinentes.

Finalmente, dada la complejidad del tema, se solicita a la Comisión señalar fecha y hora para celebrar una audiencia con funcionarios de ésta empresa, previa la resolución del recurso."

III. PRUEBAS

Que en desarrollo del proceso, la Dirección Ejecutiva de la CREG dictó, el 8 de junio de 2001, un Auto de Pruebas solicitando lo siguiente:

- i) Que Ecogás S.A. entregara un registro de las presiones de llegada del gas a la estación de Ecogás en Cogua,
- ii) Que la Unidad de Planeamiento Minero Energético se pronunciara sobre los planteamientos de TRANSCOGAS S.A. E.S.P. en el recurso de reposición, en cuanto a las proyecciones de demanda,
- iii) Que Gas Natural S.A. identificara los gasoductos incluidos en la solicitud tarifaria y los costos unitarios de dichos gasoductos,
- iv) Que TRANSCOGAS S.A. E.S.P. precisara si el Centro Principal de Control ya se encontraba en operación;

Que Ecogás S.A., mediante comunicación radicada en la CREG con el número 5431 del 20 de junio de 2001, entregó un listado con el registro horario de la presión del gas a la entrada de la estación de Ecogás en Cogua, para el periodo comprendido entre el 8 de noviembre de 2000 y el 31 de marzo de 2001, el cual comparado con los datos de presión suministrados por TRANSCOGAS S.A. E.S.P. en el recurso de reposición, como entrada a su estación, y que corresponden a la salida del gas de la estación de Ecogás en Cogua, muestra los siguientes resultados:

AMB
A

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

Mes	Entrada	Salida
nov-00	443.4	388.3
dic-00	473.4	397.6
ene-01	601.6	408.3
feb-01	754.7	403.2
mar-01	750.2	405.4
Promedio	609.7	401.5

FUENTES: Entrada: Ecogás, radicación CREG 5431 de 2001
Salida: Transcogás, Recurso de Reposición (Rad. 3066 de 2001)

Que, en comunicación radicada en la CREG con el número 5422 del 19 de junio de 2001, la UPME entregó los comentarios a las observaciones de TRANSCOGAS, de donde se extractan algunos apartes:

"El número total de viviendas localizadas en los municipios de Bogotá y Soacha se estima actualmente en 1.700.000."

"... en un mercado maduro de gas natural cerca del 85% de las viviendas llegan a ser conectadas a este servicio."

"... se espera que para el año 2010 el número de viviendas en Bogotá y Soacha sea de 2.100.000 por lo que 1.700.000 viviendas serían consideradas potencialmente factibles de conexión en ese año. Cifra mayor al potencial estático que propone en sus análisis TRANSCOGAS."

"... la cobertura del servicio de gas natural al 2010 sería del 80%, cifra factible dada la experiencia nacional e internacional del servicio de gas natural en el sector residencial"

Sobre el comentario de TRANSCOGAS relacionado con la proyección del consumo de Gas Natural Vehicular (GNV), la UPME anota:

"Según cifras de Gas Natural S.A., (Abril de 2000), el mercado potencial de vehículos susceptibles de ser convertidos a GNV en la ciudad de Bogotá es de 58813 vehículos livianos y 12476 vehículos pesados."

Considerando exclusivamente los vehículos livianos, básicamente taxis, y un consumo promedio de 1475 PCD por vehículo, el consumo potencial es de 87 MPCD, 182% más de la demanda de GNV proyectada para Bogotá para el año 2010."

Que GAS NATURAL S.A. E.S.P. respondió el Auto con la comunicación radicada en la CREG con el número 5514 del 22 de junio de 2001, y en resumen contiene lo siguiente:

"... la información de gasoductos, sitios de conexión y diámetros fue suministrada por la empresa a la Comisión el 18 de abril de 2001 en el anexo 4 del recurso de reposición interpuesto contra la Resolución CREG-025 de 2001 (se anexa copia pág. 37 a 40). Por su parte, la información de costos unitarios está contenida en los cuadros 5.1 (pág. 89) y 5.18 (pág. 111) del Estudio de Costos y Tarifas arriba mencionado, cuyas copias se anexan."

Que TRANSCOGAS S.A. E.S.P., en comunicación radicada en la CREG con el número 5189 del 12 de junio de 2001, ratifica que el Centro Principal de

PTB
/

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

Control no se ha implementado, y que por un error involuntario se señaló en la solicitud tarifaria el año de 1999 como fecha de entrada en operación;

Que con la comunicación MMECREG-2122 del 18 de julio de 2001 se entregaron a TRANSCOGAS S.A. copias de las respuestas de la UPME, Ecogás y Gas Natural S.A., y la empresa no presentó comentarios al respecto;

Que dentro del texto del recurso de reposición y en carta radicada en la CREG con el número 4372 del 15 de mayo de 2001, TRANSCOGAS S.A. E.S.P. solicitó una audiencia para exponer ante los miembros de la Comisión, los argumentos por los cuales la empresa no comparte la decisión adoptada por la CREG;

Que mediante comunicación MMECREG-2030 del 4 de julio de 2001, se informó a TRANSCOGAS S.A. E.S.P. que la Comisión de Regulación de Energía y Gas, en su sesión del 21 de junio de 2001, decidió que la audiencia solicitada se llevara a cabo con el Comité de Expertos, para lo cual se fijaron la fecha y hora respectivas;

Que de acuerdo con el acta suscrita por las personas que participaron, la "Diligencia de Exposición del Recurso del Peticionario" se realizó el 11 de julio de 2001 a las 9:00 a.m.;

Que la empresa solicitó en su recurso de reposición, designar los peritos o funcionarios que la CREG considere para que practiquen las pruebas pertinentes;

Que la Comisión de Regulación de Energía y Gas - CREG, en su sesión 155 del 21 de junio de 2001 decretó una prueba pericial para lo cual designó a la firma TechnoGas International Ltd., tal como está contenido en la Resolución CREG-097 de 2001;

Que la firma designada como perito, mediante comunicación con radicación CREG-7008 del 10 de agosto de 2001, aceptó tal designación;

Que en la definición de los honorarios del perito se observó lo ordenado por el segundo párrafo del Artículo 109 de la ley 142 de 1994;

Que la Dirección Ejecutiva de la CREG, de conformidad con lo ordenado por el Artículo 3o. de la Resolución CREG-097 de 2001 y con el objeto de garantizar a TRANSCOGAS S.A. E.S.P. la participación prevista en el Artículo 236 Numeral 4, del Código de Procedimiento Civil, atendió las solicitudes de la empresa radicadas con los números CREG 7020 y 8317 de 2001, las cuales se respondieron mediante comunicaciones con radicación MMECREG 3031 y 3376 de 2001. Mediante comunicación MMECREG 3624 del 22 de noviembre de 2001, se envió a TRANSCOGAS S.A. E.S.P. el cuestionario definitivo, sobre el cual la empresa no hizo pronunciamiento alguno dentro del plazo concedido;

Que una vez determinado el valor de los honorarios del perito y en atención a que TRANSCOGAS S.A. E.S.P. solicitó la prueba, se le informó el valor de estos honorarios mediante comunicación con radicación MMECREG-3701 de 2001;

MB
H

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

Que la diligencia de posesión del perito se llevó a cabo en las dependencias de la Comisión de Regulación de Energía y Gas el día 4 de diciembre de 2001 y en ella estuvo presente el representante legal de TRANSCOGAS S.A. E.S.P.;

Que mediante comunicaciones con números de radicación 10936, 10943, 10968 y 11142 de 2001 la firma TechnoGas International Ltd. solicitó a la CREG colaboración para obtener información de las firmas Ecogás y Ecopetrol; cuyas respuestas se recibieron mediante comunicaciones radicadas con los números 0182 y 0281 de 2002;

Que mediante comunicación con radicación CREG 0414 del 18 de enero de 2002, la firma TechnoGas International Ltd. presentó el dictamen pericial;

Que la Dirección Ejecutiva de la CREG, mediante comunicación MMECREG-0386 de 2002, envió a TRANSCOGAS copia del primer informe presentado por el perito y le informó sobre el traslado surtido en las dependencias de la CREG el día 28 de enero de 2002, en los términos del Artículo 238 Numeral 1. del Código de Procedimiento Civil;

Que la Dirección Ejecutiva de la CREG, mediante auto del 6 de febrero de 2002, ordenó al perito resolver las aclaraciones y complementaciones que la CREG consideró necesarias, así como las solicitadas por la empresa recurrente;

Que el perito presentó, dentro del término, las respuestas a la solicitud de aclaraciones y complementaciones, mediante comunicación con radicación CREG 1238 de 2002;

Que la CREG, a través de la Dirección Ejecutiva, mediante comunicación MMCREG-0883 de 2002, envió a TRANSCOGAS S.A. copia del informe del perito que contiene las respuestas a las aclaraciones y complementaciones y corrió traslado de las mismas el día 25 de febrero de 2002, en los términos del Artículo 238 del Código de Procedimiento Civil. El traslado venció sin que se hubiera objetado el dictamen;

Que una vez surtido todo el trámite de contradicción de la prueba pericial, se concluye que el dictamen rendido responde a las preguntas que fueron formuladas, así como a las aclaraciones y complementaciones solicitadas, y que sus fundamentos son sólidos y consistentes con los fines que se perseguían con el decreto del dictamen, por lo que se halla mérito para tenerlo como parte del acervo probatorio que se tiene en cuenta para adoptar la presente decisión;

Que por lo antes expuesto, la CREG considera que el Perito cumplió con las obligaciones asignadas; en resumen, los puntos relevantes del dictamen son los siguientes:

1. *"La Estación Transcogas en Cagua y el Sistema de Transporte de Transcogas no pueden operar con la presión de gas que llega a la entrada de la Estación Ecogás en Cagua, procedente del Gasoducto La Belleza - Cagua."*
2. *"Si el sistema no se somete a cambios, la presión para la respuesta es 400 psig y la máxima capacidad teórica es de 88.68 mmpcd."*

7/23
H

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

Si se cambian los filtros a las estaciones alimentadas y se realizan las mejoras que se requieran a reguladores y a las pruebas de las estaciones, la mínima de las presiones propuestas⁴ sería 500 psig y la máxima capacidad aumentaría a 133.93 mmpcd."

3. "Los resultados presentados para la Pregunta N° 6 del formulario, tanto a con presión de entrada de 400 psig como de 500 psig se refieren a una capacidad teórica.

La capacidad máxima para firmar contratos de suministro debe calcularse con la presión mínima garantizada para la operación. Cuando se calcula con la MPOP, es la que entregaría el sistema en su mejor momento, que no necesariamente se puede sostener durante las operaciones.

En éstas se deben diferenciar la máxima presión permisible, la real de operación y la mínima permisible. Comercial y contractualmente, el sistema se debe manejar acorde con las operaciones, para evitar compromisos que requieran una presión que no se puede cumplir.

Para declarar que el gasoducto tiene una capacidad real, no simplemente teórica, de 133.93 mmpcd, la presión de operación real del sistema no puede reducirse en momento alguno de las 500 psig, salvo por la ocurrencia de fuerza mayor. De lo contrario, Transcogas no podrá vender tal capacidad.

En este último caso, deberá establecerse cual es la verdadera presión mínima que realmente se recibirá, para determinar la máxima capacidad real que limitará las ventas en firme."

IV. FUNDAMENTOS Y ARGUMENTOS DE LA CREG

Que respecto de los argumentos presentados por TRANSCOGAS S.A. E.S.P. para sustentar el recurso, la CREG considera:

A. Respecto a la Capacidad Máxima de Mediano Plazo

Es conveniente precisar que en Cagua hay dos estaciones de regulación: una de propiedad de Ecogás y otra de propiedad de Gas Natural S.A. entregada en arriendo a TRANSCOGAS S.A. En la primera hay reguladores para bajar la presión de llegada del gas hasta un valor cercano a los 400 psig, equipos instalados allí dado que inicialmente se había dispuesto conectar sistemas de distribución.

A esta estación se conectó el sistema de distribución de Gas Natural S.A., del cual surge el Sistema de Transporte de TRANSCOGAS S.A., cuyo diseño, en concepto del perito, debió realizarse "durante 1994 o con más anticipación". También a partir de la información contenida en el dictamen pericial, se concluye que la construcción se inició en noviembre de 1995 y la puesta en operación se llevó a cabo en octubre de 1997.

Al revisar el texto del contrato de transporte de gas STF-10-96, suscrito inicialmente entre Gas Natural S.A. y Ecopetrol el 27 de diciembre de 1996, el cual Ecopetrol cedió posteriormente a Ecogás, se observa que de acuerdo con la tabla del numeral 2.6.1 la presión mínima en el punto de salida a los

⁴ Mínimo entre: i) la Máxima Presión de Operación Permisible del Sistema de Transporte y ii) el promedio de la presión de llegada del gas a la estación de Ecogás en Cagua.

AMB
#

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

“Distribuidores de Gas Combustible por Redes Cogua y Tasajera” es de 300 psig.

El otrosí No. 003 a este contrato, suscrito el 19 de julio de 1999, modifica dicha presión y establece que la presión mínima en el punto de salida a los “Distribuidores de Gas Combustible por Redes Cogua” es de 400 psig. Dentro de este documento se menciona que:

“Se acordó entre el TRANSPORTADOR y el REMITENTE en reunión efectuada el día 18 de noviembre de 1998 que el REMITENTE debía instalar una válvula reguladora de presión de 400 a 250 psi para recibo del gas suministrado a través del Centro Operacional de Cogua.”

De aquí se puede concluir que el parámetro de 400 psig, solicitado por TRANSCOGAS S.A. para el cálculo de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo, ha sido modificado contractualmente y podría volver a darse esta situación cuando se den las condiciones, técnicas y comerciales, para ello.

Con respecto al argumento de la empresa de utilizar información de Ecogás no suministrada con el fin de definir las tarifas de TRANSCOGAS S.A. E.S.P., se debe aclarar que los análisis de la CREG para expedir las resoluciones, tienen en cuenta toda la información disponible en sus archivos y no solamente la remitida por las empresas con el propósito específico de regular sus tarifas; por lo tanto es válido e indispensable utilizar la información reportada por Ecogás, así no haya sido expedida con el propósito de calcular las tarifas de TRANSCOGAS S.A., pero que se refiere a la misma materia.

Sobre la mención que hace la empresa al Subsistema de Transporte de la Sabana de Bogotá se precisa lo siguiente:

- El Sistema de Transporte de TRANSCOGAS S.A. E.S.P. surge a raíz de la separación de una parte del Sistema de Distribución de Gas Natural S.A.
- La mayor parte del Sistema de Transporte de TRANSCOGAS S.A., existente a la fecha de su solicitud tarifaria en diciembre de 1998, ya estaba construida cuando se expidió la Resolución CREG-093 de 1997. Otra cosa es que la empresa Gas Natural S.A. hubiera pretendido, mediante solicitudes presentadas a la CREG, obtener autorización para transportar gas a los municipios de la sabana de Bogotá utilizando la tubería construida para atender su sistema de distribución. Dichas solicitudes en su momento fueron negadas con base en lo establecido en la Resolución CREG-057 de 1996.
- La definición de Subsistema de Transporte perdió su vigencia, a partir de la expedición por parte de la CREG del “Reglamento Único de Transporte” (Resolución CREG-071 de 1999) previsto por la Ley 401 de 1997, el cual ha sido modificado por la Resolución CREG-084 de 2000 y la Resolución CREG-008 de 2001, que definen los Sistemas Troncales de Transporte (STT) y los Sistemas Regionales de Transporte (SRT). Es decir, bajo la regulación vigente no existen los “Subsistemas de Transporte”.

772
H

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

Por otra parte, en el momento de aprobación de la Resolución CREG-017 de 2001, se tenía información diferente proveniente de la empresa en cuanto a la capacidad máxima del gasoducto:

- En la tabla 2.2 de la solicitud tarifaria de julio de 2000, radicación CREG 5521 de 2000, TRANSCOGAS S.A. informa que la Capacidad Máxima es de 150 Mpcd.
- En comunicación radicada en la CREG con el número 8871 del 4 de diciembre de 2000, TRANSCOGAS S.A. presentó el resultado del cálculo de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo elaborado por la empresa, que muestra un valor de 52 Mpcd.

Se consideró en ese momento, que el dato suministrado en diciembre de 2000 por la empresa, el cual debía servir de base para el cálculo de los Cargos Regulados de transporte, no era aceptable. Esto debido a que con ese valor, el Sistema de Transporte de TRANSCOGAS S.A. sería insuficiente para transportar los valores proyectados por la empresa, a partir del año 2004. De esta situación se informó a la empresa quien, en comunicación radicada en la CREG con el número 9225, del 18 de diciembre de 2000, respondió:

" ... la Capacidad Máxima de Mediano Plazo del STT Cogua - Mosquera, calculada siguiendo la metodología establecida por la CREG, se estaría copando, según las proyecciones, antes de finalizar el año 2004.

En consecuencia, para propósitos de la definición de las tarifas de transporte del Subsistema de Transporte de la Sabana de Bogotá, solicitamos que las demandas esperadas (de volumen y capacidad) se congelen a partir del año 2003. Es decir, que se repitan del año 2004 en adelante, las mismas demandas esperadas del año 2003.

En caso de que el crecimiento real de la demanda exija expansiones adicionales antes de completarse el quinquenio del periodo tarifario que se analiza actualmente, bien sea mediante la instalación de capacidad de compresión, o bien mediante la construcción de "loops" u otros gasoductos, TRANSCOGAS S.A. E.S.P. las realizará y se solicita a la CREG darles el tratamiento previsto en el Artículo 3.2.3 (...) de la Resolución CREG-01/00."

Con base en lo anterior, se estimó que la presión de entrada al Sistema de Transporte de TRANSCOGAS S.A. podría aumentarse y así contar con la capacidad necesaria de transporte, dado que los reguladores instalados en la estación de Ecogás en Cogua reducen la presión a la mitad del valor con que llega. Es de anotar que en el recurso de reposición se aclara que el modelo con el que se calculó la capacidad máxima contenía un parámetro equivocado y que una vez corregido, el valor de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo es de 102 Mpcd.

La decisión de la CREG, en febrero de 2001, fue asumir como presión de entrada al Sistema de Transporte de TRANSCOGAS S.A. un valor igual al promedio obtenido por Ecogás a la entrada de su estación, es decir 800 psig. En su momento, este valor fue considerado aceptable porque era factible obtenerlo por parte de Ecogás en el punto de transferencia y sustentado en lo citado en el "Estudio de Costos y Tarifas" entregado por Gas Natural S.A. en 1996, donde se informaba que la presión de diseño de las tuberías era de 1200 psig:

AM2
A

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

"Las tuberías instaladas son de acero carbón, calidad API 5LX-46, con espesores adecuados para una presión de diseño de 1.200 p.s.i (la operación normal se realiza a 250 psi, que representa un factor de seguridad de 4.8:1.0)"

Para la CREG es claro que el Sistema de Transporte de TRANSCOGAS se deriva de otro Sistema de Transporte y por lo tanto la presión de entrada a su sistema depende de la presión de entrega del otro transportador. Con el propósito de tener claridad sobre los parámetros o las condiciones que influían en la determinación de este valor se procedió a decretar la prueba pericial, mediante la Resolución CREG-097 de 2001.

En la respuesta a la pregunta seis (ver página 28 del dictamen, radicación CREG 0414 de 2002) el perito concluyó que si la presión de entrada es 400 psig la capacidad máxima del Sistema de Transporte es de 87 Mpcd pero si se cambian algunos filtros, el sistema podría operar a 500 psig y la capacidad sería de 134 Mpcd.

Sin embargo, en la complementación número 7 (ver página 19 de las Complementaciones y Aclaraciones, radicación CREG 1494 de 2002) el perito concluye, que TRANSCOGAS S.A. solamente podría ofrecer a sus clientes la capacidad resultante de utilizar 400 psig a la entrada de su sistema, dado que este valor corresponde a la presión mínima garantizada por el transportador que entrega. Para que TRANSCOGAS S.A. pueda ofrecer una capacidad mayor, es necesario que Ecogás garantice también una presión mayor en el Punto de Transferencia; para lo cual, de acuerdo con información de Ecogás, recibida mediante comunicación radicada en la CREG con el número 1479 de 2002, se requerirían inversiones adicionales en su sistema.

De lo anterior se concluye que el Sistema de Transporte de TRANSCOGAS S.A. puede operar con una presión de entrada de 500 psig; es decir si Ecogás decide y está en condiciones de entregar esta presión, TRANSCOGAS S.A. puede seguir operando su sistema normalmente, sin necesidad de inversiones adicionales. Pero dado que la Resolución CREG-008 de 2001 establece que la presión de entrada debe ser la obtenida por el transportador que entrega y, de acuerdo con el dictamen pericial, la presión mínima garantizada es la que determina la Capacidad Máxima que puede ofrecer TRANSCOGAS S.A., y el aumento de esta presión requiere inversiones adicionales por parte de Ecogás; se toma el valor de 400 psig como presión de entrada para el cálculo de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo.

El perito en el dictamen informa que si la presión de entrada es de 400 psig la capacidad máxima sería de 88.68 Mpcd. Sin embargo la forma como calculó este valor: utilizando una presión mínima de salida de 295 psig en un punto que no pertenece al Sistema Troncal de Transporte sino al Regional (salida en Soacha), es diferente a lo establecido en el numeral 3.4.2 de la Resolución CREG-008 de 2001, que establece:

"3.4.2. Para encontrar el volumen máximo transportable en cada año del Horizonte de Proyección, se adelantará un proceso iterativo mediante incrementos a prorrata de todos los volúmenes de los Puntos de Salida, hasta encontrar un perfil de volumen diario por encima del cual, en algún Punto de Salida la presión sea inferior a 250 psig o no se cumpla con los

mm
H

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

volúmenes máximos inyectables en los Puntos de Entrada. En los Puntos de Salida se debe conservar el perfil horario de la demanda.”

Teniendo en cuenta lo anterior se toma como presión de entrada al sistema el valor de 400 psig y como Capacidad Máxima de Mediano Plazo, 102 Mpcd, calculada por TRANSCOGAS S.A. de acuerdo con el procedimiento establecido en la Resolución CREG-008 de 2001 e informada en el recurso de reposición.

B. Respecto a la Demanda Esperada por Volumen

El Artículo 9o. de la Resolución CREG-085 de 2000, que modifica el Artículo 4º. de la Resolución CREG-001 de 2000, establece:

“Para el cálculo de la Demanda Esperada de Capacidad y de la Demanda Esperada de Volumen en Sistemas Troncales de Transporte, la Comisión establecerá un escenario de proyección conformado por las proyecciones de demanda de gas elaboradas por la UPME para sectores de consumo de gas diferentes al sector termoeléctrico y la proyección de demanda de gas más probable para el sector termoeléctrico, elaborada por el Centro Nacional de Despacho. Al escenario de proyección elaborado en la forma descrita en el presente párrafo se le asignará una probabilidad de ocurrencia del 20% y se considerará junto con los escenarios propuestos por los transportadores para el cálculo de la Demanda Esperada de Volumen y de la Demanda Esperada de Capacidad.”

Por lo tanto, para calcular las Demandas Esperadas de Volumen y Capacidad se ponderaron con un peso de 20% los valores reportados por la UPME (a los cuales se les resta los volúmenes que ingresan por Usme) y con 80% los valores reportados por la empresa.

A solicitud de la CREG, TRANSCOGAS, en comunicación de diciembre de 2000, reportó los volúmenes transportados de gas así: 3819 Mpc durante 1999 y 6715 Mpc entre enero y noviembre de 2000. En marzo de 2002, informó que la cantidad de gas transportada durante el año 2001 ascendió a 11994 Mpc.

Siguiendo la metodología establecida en el Artículo 9o. de la Resolución CREG-085 de 2000 el cálculo para el año 2001 resulta en 7048 Mpc, equivalentes al 59% del valor real reportado por TRANSCOGAS S.A. para este año. Frente a esta misma cifra, el volumen proyectado por la UPME equivale al 79% y la cifra considerada en la Resolución CREG-017 de 2001, al 87%, como se observa en el siguiente cuadro.

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

Comparación de Datos de Demanda

Fuente	2000		2001		2002	
	Mpc	%	Mpc	%	Mpc	% (de 2001 real)
Transcogas, Solicitud Tarifaria (julio/00)	3,329	46%	6,431	54%	9,753	81%
UPME (octubre/00)	7,993	109%	9,515	79%	11,393	95%
CREG (Res. 017/01, febrero/01)			10,407	87%	10,559	88%
Procedimiento Res. 085/00			7,048	59%	10,081	84%
Transcogas, datos reales	7,325	100%	11,994	100%		
incremento anual (Mpc)	3,507		4,669			
(%)	92%		64%			

Si se comparan los datos de los volúmenes estimados para el año 2002 con la demanda real del año 2001, se observa que el estimativo de la UPME (95%) y el valor considerado en la Resolución CREG-017 de 2001 (88%) están subestimados con respecto al volumen efectivamente transportado en el año 2001.

Se concluye que para los años 2000 y 2001, las proyecciones estimadas por la empresa fueron inferiores a las cifras reales obtenidas y para 2002 el cálculo del escenario de Demanda Esperada también está subestimado si se compara con el valor transportado durante 2001.

Considerando los anteriores elementos de juicio, las Demandas Esperadas de Volumen y Capacidad se calculan de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG-085 de 2000.

Adicionalmente, teniendo en cuenta que se cambia el valor de la Capacidad Máxima de Mediano Plazo, utilizada para determinar los Cargos Regulados aprobados en la Resolución CREG-017 de 2001, se hace necesario modificar los valores de las Demandas Esperadas de Volumen y Capacidad presentados en el Anexo 2 de dicha Resolución y por lo tanto este anexo se debe sustituir.

C. Respecto a la Inversión base

La CREG, en la aprobación de la Resolución CREG-017 de 2001, tuvo en cuenta la inversión existente de TRANSCOGAS S.A. que ya se estaba remunerando desde el momento cuando entró en vigencia la Resolución CREG-079 de 1996, que fijó el cargo máximo promedio de distribución para Gas Natural S.A. E.S.P.

Sin embargo, considerando que los activos van a formar parte de un Sistema de Transporte es necesario tener en cuenta la metodología para fijar los Cargos Regulados de transporte (Resolución CREG-001 de 2000), que en cuanto a la Inversión Base define lo siguiente:

"Inversión Base: Es aquella que reconoce la CREG y que corresponde a un dimensionamiento consistente con el Factor de Utilización Normativo del gasoducto, con la Demanda Esperada de Capacidad y de Volumen y con costos eficientes comparables con otros gasoductos similares u otros criterios de evaluación de que disponga la CREG. La

AVD
*

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

Inversión Base deberá considerar las normas de seguridad establecidas por el Ministerio de Minas y Energía, el Reglamento Unico de Transporte y las normas aplicables emitidas por autoridades competentes."

Considerando que los costos reportados por TRANSCOGAS S.A., tanto para la inversión existente como para el Programa de Nuevas Inversiones, están dentro del promedio de los costos reportados por otras empresas de transporte y cercanos a valores calculados a través de modelos de evaluación de costos de gasoductos, es aceptable la solicitud de TRANSCOGAS S.A. de evaluar la inversión existente de acuerdo con los valores presentados por la empresa en su solicitud tarifaria.

Adicionalmente, dentro de la solicitud tarifaria, la empresa incluyó el Centro Principal de Control en el Programa de Nuevas Inversiones, pero informó que el año de entrada en operación era 1999; por esto último, en la Resolución CREG-017 de 2001, se incluyó dentro de la Inversión Existente. Sin embargo, de acuerdo con la comunicación radicada en la CREG con el número 4266 del 3 de mayo de 2002, TRANSCOGAS S.A. E.S.P. informa que dicho Centro se implementará en el año 2003, por lo que se excluye de la Inversión Existente y se incluye dentro del Programa de Nuevas Inversiones.

Por lo anterior, se hace necesario modificar el Anexo 1 de la Resolución CREG-017 de 2001, que desagrega la Inversión Base.

D. Respecto a los Gastos de Administración, Operación y Mantenimiento (AOM)

De acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG-001 de 2000, la estimación de los gastos eficientes de AOM se determina mediante la metodología de "Análisis Envolvente de Datos". Adicionalmente en los documentos CREG-134 de 2000 y CREG-032 de 2001, se precisan las variables a utilizar y se presentan los resultados obtenidos a partir del modelo para las empresas de transporte.

Las variables utilizadas fueron: la longitud (km), la capacidad máxima (Mpcd) y los gastos de AOM (miles de USD). De acuerdo con lo mencionado arriba en cuanto a la Capacidad Máxima de Mediano Plazo, ésta disminuye a 102 Mpcd, por lo que es necesario actualizar el modelo de frontera de eficiencia con este nuevo valor; obteniéndose que para Transcogas S.A. el resultado es menor al reconocido en la Resolución CREG-017 de 2001.

Por lo tanto el porcentaje a reconocer, para los gastos de AOM, se disminuye de 100% a 90.73% de los valores reportados por la empresa.

V. MODIFICACIÓN ADICIONAL

Que por parte de otros transportadores se presentaron a la CREG solicitudes de aclaración sobre el texto del parágrafo 2 del artículo 3 incluido en las resoluciones de transporte de gas aprobadas el 20 de febrero de 2001,

MD
4

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

relacionado con las nuevas inversiones que realiza el transportador y que no están dentro del Programa de Nuevas Inversiones presentado;

Que la CREG consideró razonable la anterior solicitud, aprobó revocar dicho parágrafo en otras resoluciones y a cambio modificar el numeral 3.2.3 de la Resolución CREG-001 de 2000 relacionado con este tema, para lo cual aprobó la Resolución CREG-073 de 2001, por lo que es necesario incluir en este acto administrativo la revocatoria de dicho parágrafo;

Que algunos de los activos del Sistema de Transporte de TRANSCOGAS S.A. E.S.P. estaban incluidos dentro del Sistema de Distribución de Gas Natural S.A., con base en el cual se le aprobó a esta última el Cargo Promedio Máximo Unitario de Distribución (Dt), mediante Resolución CREG-079 de 1996; y debido a la solicitud de TRANSCOGAS S.A. E.S.P. de una tarifa de transporte para dichos activos, fue necesario recalcular el Dt aprobado mediante la citada resolución;

Que de conformidad con el artículo 126 de la ley 142 de 1994, las fórmulas tarifarias tendrán una vigencia de cinco años, y de acuerdo con el artículo 62 numeral 2° del Código Contencioso Administrativo, los actos administrativos quedan en firme una vez se decidan los recursos interpuestos;

Que la Comisión, en sesión No. 187 del día 24 de junio de 2002, aprobó modificar los Cargos Regulados aprobados en la Resolución CREG-017 de 2001 para el Sistema de Transporte de TRANSCOGAS S.A. E.S.P.;

Con fundamento en lo anterior,

RESUELVE:

ARTÍCULO 1o. Confirmar los Artículos 1o. y 2o. de la Resolución CREG-017 de 2001.

ARTÍCULO 2o. Modificar el Artículo 3o. de la Resolución CREG-017 de 2001, el cual quedará así:

“ARTÍCULO 3o. INVERSIÓN BASE. *La Inversión Base del Sistema de Transporte de TRANSCOGAS S.A. E.S.P., utilizada para la aprobación de los Cargos de que trata la presente Resolución, incluye:*

3.1 Inversión Existente: *Como inversión existente se reconocen US\$ 16,813,491 ⁵ (dólares del 31 de diciembre de 2000) para el STT y para el SRT de acuerdo con la desagregación presentada en el Anexo 1.1 de esta Resolución.*

⁵ Para la interpretación de esta Resolución las cifras decimales se separan con punto y las cifras de miles se separan con comas.

ms
A

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

3.2 Programa de Nuevas Inversiones: Para el Programa de Nuevas Inversiones se reconocen los siguientes valores, con la descripción presentada en el Anexo 1.2:

	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
STT	159,895	14,238,832	-	-	-
SRT	1,619,067	7,725,996	6,257,024	5,867,592	-

NOTA: Cifras en dólares de diciembre 31 de 2000

Parágrafo 1. Los Cargos Regulados que se aprueban mediante la presente Resolución, están sujetos a la ejecución del Programa de Nuevas Inversiones aquí reconocido. El incumplimiento en cualquiera de las inversiones previstas en este Programa dará lugar a los respectivos ajustes en los Cargos aprobados. La Comisión de Regulación de Energía y Gas regulará en Resolución posterior, los ajustes a que hubiere lugar ocasionados por las desviaciones que pudieran presentarse en la ejecución del Programa de Nuevas Inversiones. Para tal efecto, el Transportador deberá enviar, dentro del mes siguiente a la finalización de cada año del período tarifario, los proyectos y el monto de la inversión ejecutada en el año inmediatamente anterior.”

ARTÍCULO 3o. Derogar el parágrafo 2 del Artículo 3o. de la Resolución CREG-017 de 2001.

ARTÍCULO 4o. Modificar los Artículos 4o. a 8o. de la Resolución CREG-017 de 2001, los cuales quedarán así:

“ARTÍCULO 4o. DEMANDAS ESPERADAS DE VOLUMEN Y CAPACIDAD. La Demanda Esperada de Volumen y la Demanda Esperada de Capacidad presentadas en el Anexo 2 de esta Resolución, sirvieron de base para el cálculo de los Cargos que aquí se aprueban, de conformidad con el régimen regulatorio aprobado por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

ARTÍCULO 5o. TASAS DE COSTO DE CAPITAL. Conforme a la metodología aprobada por la Resolución CREG-007 de 2001, se establece para TRANSCOGAS S.A. E.S.P. una Tasa promedio de costo de capital remunerado por servicios de capacidad del 13.90% y como Tasa promedio de costo de capital remunerado por servicios de volumen el 17.86%.

ARTÍCULO 6o. CARGOS FIJOS Y VARIABLES REGULADOS DE REFERENCIA PARA LA REMUNERACIÓN DE LOS COSTOS DE INVERSIÓN. Para remunerar los costos de inversión del Sistema de Transporte definido en el Artículo 1o. de esta Resolución, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG-001 de 2000, y las demás normas que la han modificado y complementado, se aprueban las siguientes Parejas de Cargos Regulados:

AMB
A

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

Porcentaje de la Inversión Base remunerada con cargo fijo:	0	20	40	50	60	80	100
Cargo Fijo (US\$/kpcd-año)	-	17.867	35.734	44.667	53.601	71.468	89.335
Cargo Variable (US\$/kpc)	0.428	0.342	0.257	0.214	0.171	0.086	-

NOTAS: El Cargo Fijo está expresado en dólares de diciembre 31 de 2000 por kpcd - año
El Cargo Variable está expresado en dólares de diciembre 31 de 2000 por kpc

Parágrafo: Estos Cargos no incluyen el impuesto de transporte de que trata el Artículo 26 de la Ley 141 de 1994, ni la cuota de fomento establecida por el Artículo 15 de la Ley 401 de 1997.

ARTÍCULO 7o. GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO - AO&M. Por concepto de gastos de AO&M para el Sistema de Transporte de TRANSCOGAS S.A. E.S.P., se reconocen los presentados en el Anexo 3 de esta Resolución, que corresponden a un 90.73% de los gastos de AO&M reportados por la Empresa, porcentaje obtenido de aplicar la metodología de frontera de eficiencia.

ARTÍCULO 8o. CARGOS FIJOS REGULADOS PARA LA REMUNERACIÓN DE LOS GASTOS DE ADMINISTRACIÓN, OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO - AO&M. Para remunerar los costos de AO&M del Sistema de Transporte definido en el Artículo 1o. de esta Resolución, de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG-001 de 2000, y las demás normas que la han modificado y complementado, se aprueba el siguiente Cargo Regulado:

Cargo Fijo (\$/kpcd-año)
30,089

NOTA: Cifras en pesos del 31 de diciembre de 2000."

ARTÍCULO 5o. Sustituir los Anexos 1, 2 y 3 de la Resolución CREG-017 de 2001, por los Anexos 1, 2 y 3 de la presente Resolución.

ARTÍCULO 6o. El periodo tarifario de cinco años que trata el Artículo 126 de la ley 142 de 1994, se contará a partir de la firmeza del presente acto administrativo.

ARTÍCULO 7o. Vigencia. La presente Resolución quedará en firme cuando se publique en el Diario Oficial y se notifique a la empresa TRANSCOGAS S.A. E.S.P., y se aplicará una vez se surtan las anteriores diligencias y quede en firme la Resolución CREG-044 de 2002. Contra lo dispuesto en la presente Resolución no procede recurso alguno por vía gubernativa, con excepción de los Artículos 3o. y 6o., frente los cuales procede el recurso de reposición, que podrá


AMB
#

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

interponerse ante la Dirección Ejecutiva de la CREG dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes a la fecha de su notificación.

Dada en Bogotá D.C., a los 24 JUN. 2002

NOTIFÍQUESE, PUBLÍQUESE Y CÚMPLASE


LUISA FERNANDA LAFAURIE
Ministra de Minas y Energía
Presidente


RICARDO RAMÍREZ CARRERO
Director Ejecutivo (e)

27/32
#

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

ANEXO 1

INVERSIÓN BASE

1.1 INVERSIÓN EXISTENTE

Activo	Entrada en Operación	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Válvulas de Seccionamiento	Valor (US dic./2000)
Red Troncal					
Gasoducto					
Cogua-Zipalandia	1999	6.03	20	2	2,328,113
Zipalandia-Guacari	1999	6.97	20	3	2,812,870
Guacari-Cajicá (Troncal)	1999	7.57	20	2	3,056,257
Cajicá-Chía	1999	9.36	20	2	3,704,000
Estación Cogua	1999				601,899
Sistema Regional de Transporte					
Gasoducto					
Guacari-Briceño	1999	4.97	14	2	1,546,085
Chía-Estación Guaymaral	1999	8.56	14	2	2,726,388
Cajicá-Cajicá (Poblado)	1999	0.29	4	2	37,879
TOTAL					16,813,491

72

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

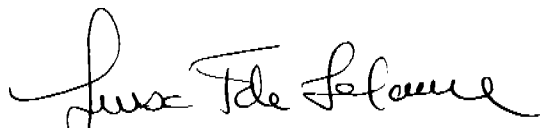
1.2 PROGRAMA DE NUEVAS INVERSIONES

Activo	Longitud (km)	Diámetro (pulgadas)	Válvulas de Seccio- namiento	Valor en dólares de diciembre 31 de 2000				
				Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Red Troncal								
Gasoducto								
Chía (Troncal)-Pueblo Viejo	7.70	20	3		3,397,682			
Pueblo Viejo-San Rafael	8.80	20	3		3,931,136			
San Rafael-La Ramada	8.20	20	3		3,634,901			
La Ramada-Mosquera (Troncal)	5.10	20	3		2,260,731			
Centro Principal de Control					1,014,382			
Muebles, Enseres y Equipos de Oficina					35,057			
Equipos de Transporte, Computo y Accesorios					124,838			
Subtotal Troncal					159,895	14,238,832		
Sistema Regional de Transporte								
Gasoducto								
Briceño-Sopó (Troncal)	4.85	8	3	1,140,601				
Chía (Troncal)-Chía (Poblado)	0.02	4	1	2,612				
La Ramada-Cll 13	1.26	14	2		440,561			
Pueblo Viejo-Río Bogotá (Cota)	1.30	14	2		443,705			
Mosquera-Madrid (Troncal)	5.50	10	2		1,473,286			
Madrid (Troncal)-El Corzo	8.20	8	3		1,976,808			
El Corzo-Cartagenita	2.10	8	2		490,016			
Cartagenita-Facatativa	4.00	8	2		941,277			
Zipalandia-Zipacón	2.00	4	2		261,234			
Cota (Troncal)-Cota (Poblado)	1.70	4	2		222,049			
Mosquera (Troncal)-Funza (Poblado)	2.30	4	2		300,414			
Mosquera(Troncal)-Mosquera (Poblado)	0.15	4	2		19,593			
Madrid (Troncal)-Madrid (Poblado)	0.30	3	2		35,396			
Briceño-Leona	2.80	14	2			957,259		
Mosquera-Soacha	14.00	14	5			4,895,127		
Leona-Tocancipá (Troncal)	3.00	3	2				357,396	
Tocancipá-Gachancipá (Troncal)	5.80	3	3				690,575	
San Rafael-Tenjo (Troncal)	16.60	3	5				2,055,957	
Tenjo (Troncal)-Tabio (Troncal)	8.00	3	3				990,796	
El Corzo-Bojacá (Troncal)	5.40	3	3				668,787	
Cartagenita-Zipacón (Troncal)	8.20	3	3				1,015,566	
Subtotal				1,143,213	6,604,339	5,852,386	5,779,077	

Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

1.2 PROGRAMA DE NUEVAS INVERSIONES (Cont.)

Activo	Valor en dólares de diciembre 31 de 2000				
	Año 1	Año 2	Año 3	Año 4	Año 5
Sistema Regional de Transporte					
City Gate					
Estación Guaymaral	404,638				
Chía (Poblado)	36,822				
Cajicá (Poblado)	34,394				
Río Bogotá (Cota)		404,638			
Río Bogotá (CII 13)		404,638			
Briceño		13,252			
Sopó (Poblado)		34,394			
Zipaquirá (Poblado)		70,812			
Cota (Poblado)		17,501			
Funza (Poblado)		34,394			
Madrid (Poblado)		70,812			
Mosquera (Poblado)		34,394			
Facatativá (Poblado)		36,822			
Soacha			404,638		
Tocancipá (Poblado)				22,255	
Gachancipá (Poblado)				13,252	
Tabio (Poblado)				13,252	
Bojacá (Poblado)				13,252	
Zipacón (Poblado)				13,252	
Tenjo (Poblado)				13,252	
Subtotal	475,854	1,121,657	404,638	88,515	-
Subtotal Sistema Regional	1,619,067	7,725,996	6,257,024	5,867,592	-
TOTAL	1,778,962	21,964,828	6,257,024	5,867,592	-


LUISA FERNANDA LAFAURIE
 Ministra de Minas y Energía
 Presidente


RICARDO RAMIREZ CARRERO
 Director Ejecutivo (e)

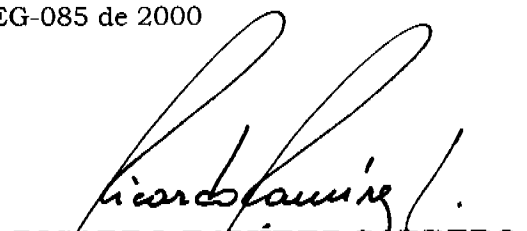
Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

ANEXO 2**DEMANDA ESPERADA ***

Año	Volumen anual kpc	Demanda de Capacidad kpcd
1	11,994,377	56,612
2	11,994,377	56,612
3	11,994,377	56,612
4	14,669,450	59,388
5	17,178,310	66,821
6	20,082,377	75,084
7	21,748,174	79,733
8	23,471,324	84,577
9	25,056,107	88,901
10	25,737,242	89,982
11	26,261,467	91,552
12	26,352,516	91,805
13	26,421,823	92,007
14	26,490,334	92,215
15	26,559,189	92,427
16	26,628,388	92,639
17	26,697,932	92,852
18	26,767,823	93,066
19	26,838,068	93,183
20	26,908,659	93,401

* Estimada de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG-085 de 2000


LUISA FERNANDA LAFAURIE
Ministra de Minas y Energía
Presidente


RICARDO RAMÍREZ CARRERO
Director Ejecutivo (e)

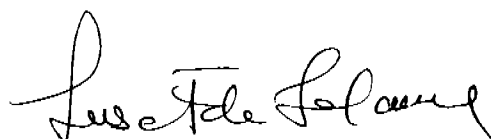
MB

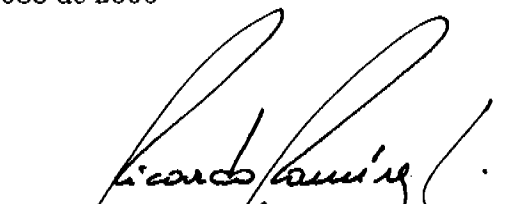
Por la cual se resuelve el recurso de reposición interpuesto por TRANSCOGAS S.A. E.S.P., contra la Resolución CREG-017 de 2001.

ANEXO 3**GASTOS DE ADMINISTRACIÓN,
OPERACIÓN Y MANTENIMIENTO ***

Año	Miles de Pesos de diciembre de 2000
1	971,357
2	1,911,099
3	2,193,344
4	2,459,063
5	2,460,177
6	2,462,071
7	2,462,881
8	2,463,664
9	2,464,249
10	2,465,996
11	2,466,428
12	2,466,504
13	2,466,561
14	2,466,617
15	2,467,859
16	2,467,916
17	2,467,974
18	2,468,031
19	2,468,089
20	2,468,148

* Estimados de acuerdo con la metodología de la Resolución CREG-001 de 2000 y la Resolución CREG-085 de 2000


LUISA FERNANDA LAFAURIE
Ministra de Minas y Energía
Presidente


RICARDO RAMÍREZ CARRERO
Director Ejecutivo(e)