

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
PROMOTORA DE GASES DEL SUR SA E.S.P.
PROGASUR**



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE GAS
COMBUSTIBLE
Bogotá, Octubre de 2016**

ANÁLISIS AÑO 2015

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

PROMOTORA DE GASES DEL SUR SA E.S.P., se encuentra constituida como sociedad anónima, para desarrollar las actividades de Transporte de Gas Natural desde el 8 de enero de 2008. La empresa presenta un capital suscrito de \$9.500.000.000 y pagado de \$8.801.625.000 y tiene su sede principal en la ciudad de Bogotá. Su última actualización aprobada en RUPS fue el día 08 de agosto de 2016.

TIPO DE SOCIEDAD	ANONIMA
RAZÓN SOCIAL	PROMOTORA DE GASES DEL SUR SA E.S.P.
SIGLA	PROGASUR S.A. E.S.P.
NOMBRE DEL GERENTE	JAIME GARCIA CASTAÑEDA
AUDITOR - AEGR	KPMG ADVISORY SERVICES SAS

Fuente: Sistema Único de Información – SUI.

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1 Balance General

Tabla 1 – Balance General

BALANCE GENERAL	2014	2015	VAR (%)	VAR (\$)
Activo	\$85.787.199.349	\$76.401.475.703	-10,94%	-\$9.385.723.646
Activo corriente	\$8.845.864.431	\$7.998.588.276	-9,58%	-\$847.276.155
Activos de propiedad, planta y equipo	\$40.504.191.685	\$36.707.691.088	-9,37%	-\$3.796.500.597
Inversiones	\$344.587.978	\$404.422.942	17,36%	\$59.834.964
Pasivo	\$25.805.666.588	\$16.057.463.648	-37,78%	-\$9.748.202.940
Pasivo corriente	\$22.082.324.658	\$11.593.849.732	-47,50%	-\$10.488.474.926
Obligaciones financieras	\$17.430.638.474	\$4.335.588.358	-75,13%	-\$13.095.050.116
Patrimonio	\$59.981.532.761	\$60.344.012.055	0,60%	\$362.479.294
Capital suscrito y pagado	\$8.801.625.000	\$8.801.625.000	0,00%	\$0

Fuente: Sistema Único de Información – SUI.

Nota: Se toman las cuentas más significativas del Balance

• ACTIVOS

Los activos de la empresa PROGASUR S.A. E.S.P. presentaron una disminución del 10,94% en el año 2015 con respecto al año 2014, equivalente a \$9.385.723.646 debido principalmente a la reducción en la cuenta de propiedad planta y equipo.

Activo Corriente:

En cuanto a las cuentas que componen el activo corriente, el disponible se incrementó en 120,49%, equivalente a \$342.067.382 con respecto al año 2014, representado en las cuentas de caja general y bancos.

En 2015, las inversiones aumentaron en 38,95%, lo cual se explica principalmente por el incremento en las inversiones patrimoniales.

Las cuentas por cobrar disminuyeron en 15,73%, correspondiente a \$1.306.930.811, representados en las cuentas por cobrar a clientes por concepto de la prestación del servicio de gas, y en las cuentas de otros deudores.

Por otra parte, la cuenta de inventarios presentó un aumento de 76,67%, por cuenta de la mercancía en existencia para la venta.

Tabla 2 - Activo Corriente

ACTIVO CORRIENTE	2014	2015	VAR (%)	VAR (\$)
Efectivo	\$ 283.898.551	\$ 625.965.933	120,49%	\$ 342.067.382
Inversiones	\$ 203.957.895	\$ 283.392.769	38,95%	\$ 79.434.874
Deudores	\$ 8.308.244.337	\$ 7.001.313.526	-15,73%	-\$ 1.306.930.811
Inventarios	\$ 49.763.648	\$ 87.916.948	76,67%	\$ 38.153.300
Total	\$ 8.845.864.431	\$ 7.998.589.176	-9,58%	-\$ 847.275.255

Fuente: Sistema Único de Información – SUI.

Activo no Corriente:

El activo no corriente en 2015 se incrementó 9,37% como consecuencia de mayores inversiones en propiedad, planta y equipo representadas en plantas, ductos y túneles con un incremento del 0,53%; maquinaria y equipo con un aumento de 12,94%; muebles y enseres que subieron 38,67% y equipo de computación 15,05%. La depreciación acumulada aumentó en un 17,13% en 2015.

Tabla 3 - Activo no Corriente

ACTIVO NO CORRIENTE	2014	2015	VAR (%)	VAR (\$)
Terrenos	\$ 2.586.232	\$ 2.586.232	0,00%	\$ -
Edificaciones	\$ 157.770.286	\$ 157.770.286	0,00%	\$ -
Plantas, ductos y túneles	\$ 64.410.816.055	\$ 64.754.871.189	0,53%	\$ 344.055.134
Maquinaria y equipo	\$ 741.280.211	\$ 837.204.737	12,94%	\$ 95.924.526
Muebles y enseres	\$ 72.471.667	\$ 100.494.368	38,67%	\$ 28.022.701
Equipo de comunicación y computación	\$ 105.594.843	\$ 121.485.996	15,05%	\$ 15.891.153
Depreciación acumulada	-\$ 24.986.327.609	-\$ 29.266.721.720	17,13%	-\$ 4.280.394.111
Total activo no corriente	\$ 40.504.191.685	\$ 36.707.691.088	-9,37%	-\$ 3.796.500.597

Fuente: Sistema Único de Información – SUI.

- **PASIVOS**

En el año 2015, el pasivo presentó una disminución del 37,78% con relación al año 2014, correspondiente a \$9.748.202.940. A continuación se describe el comportamiento de las principales cuentas que componen el pasivo.

Pasivo Corriente:

En 2015, la cuenta de las obligaciones financieras disminuyó en 75,13% equivalente al \$13.095.050.116, lo que indica que la empresa enfocó recursos al pago de sus obligaciones durante el año.

Por su parte, las cuentas por pagar para el año 2015 se incrementaron en 39,02% por aumentos en el impuesto de renta y complementarios.

En cuanto a los pasivos por obligaciones laborales, se observa una disminución de 18,53%, debido a que se cancelaron vacaciones y cesantías de periodos anteriores. Se evidenció que mientras que en 2014 los pasivos estimados no presentaron valor alguno, en 2015 su valor ascendió a \$4.003.439 por cuenta de las provisiones diversas.

Tabla 4 - Pasivos Corrientes

PASIVO	2014	2015	VAR (%)	VAR (\$)
Obligaciones financieras	\$ 17.430.638.474	\$ 4.335.588.358	-75,13%	-\$ 13.095.050.116
Cuentas por pagar	\$ 7.065.550.105	\$ 9.822.414.031	39,02%	\$ 2.756.863.926
Obligaciones laborales	\$ 77.484.832	\$ 63.126.264	-18,53%	-\$ 14.358.568
Pasivos estimados	\$ -	\$ 4.003.439	n.a.	\$ 4.003.439
Otros pasivos	\$ 1.231.993.177	\$ 1.832.331.556	48,73%	\$ 600.338.379
Total	\$ 25.805.666.588	\$ 16.057.463.648	-37,78%	-\$ 9.748.202.940

Fuente: Sistema Único de Información – SUI.

Pasivo no Corriente:

Los pasivos no corrientes corresponden a las deudas de largo plazo de la compañía. Dentro de este rubro, las obligaciones financieras se incrementaron en 22,51% lo cual puede explicarse por la refinanciación o adquisición de deuda en el año 2015. La cuenta de otros pasivos presentó una disminución de 32,28% específicamente por la reducción de los créditos diferidos.

Tabla 5 - Pasivos no Corrientes

PASIVO NO CORRIENTE	2014	2015	VAR (%)	VAR (\$)
Obligaciones financieras	\$ 3.537.222.211	\$ 4.333.333.336	22,51%	\$ 796.111.125
Cuentas por pagar	\$ 13.144.590	\$ 13.144.590	0,00%	\$ -
Otros pasivos	\$ 172.975.129	\$ 117.135.990	-32,28%	-\$ 55.839.139

Fuente: Sistema Único de Información – SUI.

- **PATRIMONIO.**

En el año 2015 el patrimonio de la empresa aumentó en 0,60%. La cuenta de reservas presentó un incremento de 20,35%, correspondiente a \$996.048.210 representados en la cuenta de Reservas de Ley.

Para el año 2015 PROGASUR S.A. E.S.P. registró un aumento en la utilidad del ejercicio por valor de \$4.082.937.422 equivalente a 40,99%, explicado según la información contable reportada al Sistema Único de Información - SUI, por el incremento en los ingresos operacionales y la disminución de los costos operacionales.

Por su parte, la cuenta de valorizaciones se redujo en 13,11% que corresponde a \$4.716.506.338, como consecuencia de la menor valorización de ductos y túneles.

Tabla 6 – Patrimonio

PATRIMONIO	2014	2015	VAR (%)	VAR (\$)
Capital suscrito y pagado	\$8.801.625.000	\$8.801.625.000	0,00%	\$0
Prima en colocación de acciones	\$333.000.000	\$333.000.000	0,00%	\$0
Reservas	\$4.894.237.311	\$5.890.285.521	20,35%	\$996.048.210
Resultado del ejercicio	\$9.960.482.092	\$14.043.419.514	40,99%	\$4.082.937.422
Superávit por valorización	\$35.988.187.489	\$31.271.681.151	-13,11%	-\$4.716.506.338
Superávit por el método de participación	\$4.000.869	\$4.000.869	0,00%	\$0
Total	\$59.981.532.761	\$60.344.012.055	0,60%	\$362.479.294

Fuente: Sistema Único de Información – SUI.

2.2 Estado de Resultados

Tabla 7 - Estados de Resultados

ESTADO DE RESULTADOS	DIC. 2014	DIC. 2015	VAR (%)	VAR (\$)
Ingresos operacionales	\$27.079.540.848	\$33.249.886.338	22,79%	\$6.170.345.490
Costos operacionales	\$9.069.402.721	\$7.188.891.674	-20,73%	-\$1.880.511.047
Gastos operacionales	\$6.959.894.840	\$11.141.426.331	60,08%	\$4.181.531.491
Utilidades operacionales	\$11.050.243.287	\$14.919.568.333	35,02%	\$3.869.325.046
Otros ingresos	\$292.557.807	\$207.871.953	-28,95%	-\$84.685.854
Ingresos por financiación de usuarios	\$0	\$38.344.291	n.a.	\$38.344.291
Otros gastos	\$1.382.319.002	\$1.084.020.772	-21,58%	-\$298.298.230
Gasto de intereses	\$970.271.901	\$960.768.314	-0,98%	-\$9.503.587
Utilidades netas del ejercicio	\$9.960.482.092	\$14.043.419.514	40,99%	\$4.082.937.422

Fuente: Sistema Único de Información – SUI.

En 2015, los ingresos operacionales de la empresa se incrementaron en 22,79%, lo que equivale a \$6.170.345.490 pesos y los costos operacionales para el mismo año presentaron una disminución del 20,73% (\$1.880.511.047), por ende se presentó un aumento de la utilidad operacional.

Los gastos operacionales de la compañía ascendieron a \$11.141.426.331 en 2015, lo que representó un aumento de 60,08% respecto a 2014, como consecuencia del aumento de los gastos de personal, generales y de impuestos, así como por el incremento de las contribuciones y tasas según la información reportada en el SUI.

En el 2015 se registró una disminución en la partida de otros ingresos por valor de \$84.685.854, como consecuencia de menores ingresos financieros y extraordinarios

para el 2015; mientras que la cuenta de los ingresos por financiación de usuarios ascendió a \$38.344.291 para el periodo de análisis.

Por su parte, los otros gastos disminuyeron en 21,58%, que correspondió a la reducción en el pago de intereses bancarios y a la baja de los otros activos.

En 2015, PROGASUR S.A. E.S.P. presentó una disminución del 0,98% en los gastos de intereses, debido a la cancelación de algunos créditos.

La empresa registró en 2015 un EBITDA de \$28.395.683.767, teniendo un incremento de \$8.399.709.069 con respecto al año 2014, cuando el EBITDA fue de \$19.995.974.698, esto debido al aumento de la utilidad operacional en 35,02% lo que favoreció notoriamente el indicador para la vigencia del 2015.

Gráfico 1 – Utilidades Y Ebitda



Fuente: Sistema Único de Información – SUI.

2.3 Indicadores Financieros

Tabla 8 - Indicadores Financieros

INDICADORES	2015	2014
INDICADORES DE LIQUIDEZ, SOLIDEZ Y GESTIÓN		
Razón corriente - veces	0,69	0,4
Rotación de cuentas por cobrar - días	32	70
Rotación de cuentas por pagar - días	0	0
Activo corriente sobre activo total	10,47%	10,31%
INDICADORES DE ENDEUDAMIENTO O APALANCAMIENTO		
Nivel de endeudamiento	21%	30%
Patrimonio sobre activo	79%	70%
Pasivo corriente sobre pasivo total	72%	86%
Cobertura de intereses - veces	29,6	20,61
INDICADORES DE PRODUCTIVIDAD Y RENTABILIDAD		
Ebitda	28.395.683.767	19.995.974.698
Margen operacional	85%	74%
Rentabilidad de activos	37%	23%
Rentabilidad de patrimonio	36%	25%

Fuente: Sistema Único de Información – SUI.

LIQUIDEZ

La compañía en 2015 registró una razón corriente de 0,69 veces, presentando una mejora en el indicador respecto a 2014, sin embargo, este indicador se mantuvo lejos del referente. El resultado evidenciado, muestra que por cada \$1 de deuda que tiene la empresa a corto plazo, cuenta con \$0,69 para cubrir sus obligaciones. Si se tiene en cuenta que el activo corriente está representado en su mayoría por la cuenta de deudores, el resultado del indicador no es bueno en la medida que no existe liquidez suficiente para cubrir las obligaciones de la empresa.

Para el 2015, el indicador de cartera de la empresa se redujo de 70 a 32 días, lo cual es positivo para la empresa, teniendo en cuenta que su activo corriente está representado en un mayor porcentaje por la cartera.

En el mismo periodo, el total del activo corriente correspondió al 10,47% del activo total de la empresa, indicando que los derechos de la empresa se encuentran en mayor porcentaje en los activos no corrientes.

ENDEUDAMIENTO

El indicador de endeudamiento de la empresa se situó en 21% en 2015, disminuyendo en un 9 puntos porcentuales frente a la vigencia anterior, esto teniendo en cuenta que la empresa utilizó recursos económicos para cubrir un porcentaje de las deudas que tenía en el 2014. En general este indicador es positivo para la empresa ya que su nivel de endeudamiento está dentro de lo normal.

Para el año 2015, el pasivo corriente correspondió al 72% del total del pasivo, por lo que se considera importante que la empresa revise detalladamente las partidas que tienen en esta cuenta, ya que en el momento de requerir liquidez, podrían presentarse dificultades por no poder cumplir con las obligaciones financieras.

La cobertura de intereses presentó un incremento de 8,95 veces con respecto al año 2014, ya que pasó de 20,61 veces a 29,56 veces en el 2015. Es decir que la empresa generó una utilidad operacional 29,56 veces superior a los intereses pagados durante este periodo.

RENTABILIDAD

La empresa presentó una capacidad de generar caja de \$28.395.683.767 en el año 2015 con una mejora de 42% con relación al año 2014 explicado por una mayor utilidad operacional.

El margen operacional de la empresa fue de 85% al cierre de 2015 y presentó un incremento de 11 puntos porcentuales en comparación al año 2014 como consecuencia del incremento de las ventas, la disminución de los costos operacionales y el incremento en otros ingresos en el 2015.

La rentabilidad de los activos y el patrimonio se incrementó en 14% y 11% respectivamente, con relación al año 2014, lo cual se explica por la compra de maquinaria y equipo para el caso de los activos y en el caso del patrimonio por el aumento en la utilidad neta.

3. ASPECTOS TÉCNICOS - OPERATIVOS

3.1. Generalidades

Al cierre del año 2015, la Compañía contaba con nueve redes de transporte de gas en los departamentos de Tolima, Huila, Cundinamarca, Norte de Santander, Valle del Cauca y Cauca. A continuación se muestran las especificaciones de cada gasoducto:

Gasoducto al Sur:

El tramo tiene una longitud de 52.625 kilómetros, está construido en tubería de acero de 8" y se encuentra ubicado en el departamento del Huila; la presión de operación es de 235 PSI y con un máximo de 750 PSI, su capacidad de transporte es de 2.765 KPCD. El gasoducto cuenta con los siguientes centros operacionales:



ESTACION HOBO



BUNKER CAMPO ALEGRE



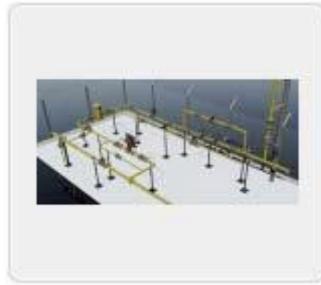
ESTACION NEIVANA DE GAS

Según lo establece la empresa en su página web, para el control y bloqueo del gasoducto instalaron válvulas de compuerta de 8" de diámetro separadas entre sí a una distancia promedio de 12 kilómetros; además el gasoducto se encuentra conectado a una de las salidas del scrubber instalado en Neivana de Gas en la zona de compresores, donde existe una válvula bola de 4" de diámetro que permite suspender completamente el suministro de gas al gasoducto de ser necesario.

Gasoducto Flandes:

El sistema de transporte de gas de Flandes se encuentra dividido en dos tramos:

- Flandes – Girardot cuenta con una longitud de 5 kilómetros, está construido en tubería de acero de 4" la presión de operación es de 400 PSI y con un máximo de 720 PSI; su capacidad de transporte es de 1.946 KPCD.
- Por su parte el tramo Girardot – Ricaurte tiene una longitud de 7 kilómetros, está construido en tubería de polietileno de 6" y 4", la presión de operación es de 60 PSI con un máximo de 100 PSI, su capacidad transporte es de 210 KPCD. El gasoducto cuenta con los siguientes centros operacionales, estaciones y válvulas:



ESTACION GIRARDOT



ESTACION FLANDES

Para el control y bloqueo del gasoducto se cuenta con una serie de válvulas de bola de 4" de diámetro separadas entre sí a una distancia promedio de 3 kilómetros. El Gasoducto se conecta al gasoducto del Tolima en una derivación de 3" en acero, ubicada en la intersección San Rafael - variante a Bogotá en el municipio de Flandes, en este sitio existe una válvula bola de 3" de diámetro ANSI 300 que permite suspender completamente el suministro de gas al gasoducto, de ser necesario.

Gasoducto Flandes – Guandó:

Gasoducto propiedad de Petrobras, el cual posee la compañía en calidad de administrador; se encuentra ubicado en el departamento del Tolima y tiene una longitud de 39,8 kilómetros, está construido en tubería de acero de 6 5/8", la presión de operación es de 500 PSI y con un máximo de 740 PSI; su capacidad de transporte es de 10.738 KPCD. Sus centros de operación son:



ESTACION DE TRANSFERENCIA PERENCO



ESTACION CAMPO GUANDO

Para el control y bloqueo del gasoducto se cuenta con una serie de válvulas de bola de 6" de diámetro una en la estación Flandes (km 0 del gasoducto), una al lado y lado del río Magdalena (Km 8 y Km 8+600), y una en campo Guando (Km 39+800). El gasoducto está conectado al gasoducto Guando Melgar – Fusagasugá, en jurisdicción del municipio de Melgar, en la vereda denominada Águila baja donde existe una válvula bola de 3" de diámetro que permite suspender completamente el suministro de gas al sistema cuando se requiere.

Gasoducto Tane:

El gasoducto se encuentra ubicado en el departamento de Norte de Santander y tiene una longitud de 17,9 kilómetros, está construido en tubería de acero de 2", la presión de operación es de 1.200 PSI y con un máximo de 1440 PSI, su capacidad de transporte es de 360 KPCD. Cabe anotar que el gasoducto se conecta al Sistema de

Transporte Gasoducto Gibraltar – Bucaramanga de propiedad de Promioriente S.A. E.S.P., en la jurisdicción del municipio de Tane. Sus centros de operación son:



ESTACION EL ESCORIAL



ESTACION LA LEGUA



ESTACION LLANITO

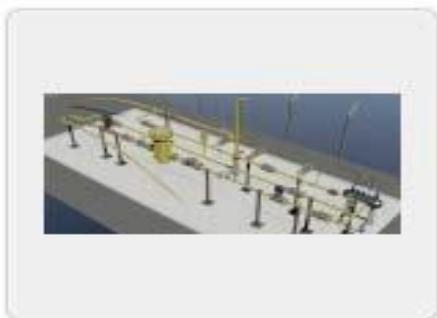


ESTACION TANE

Para el control y bloqueo del gasoducto se cuenta con dos válvulas de bola de 2" de diámetro ANSI 600, y dos Estaciones.

Gasoducto Fusa:

El gasoducto Fusa ubicado en los departamentos de Tolima y Cundinamarca cuenta con una longitud de 32.120 kilómetros, está construido en tubería de acero de 3", la presión de operación es de 450 PSI y con un máximo de 1440 PSI, su capacidad de transporte es de 957 KPCD; tiene los siguientes centros de control y operación:



ESTACION DE GUANDO



ESTACION DE FUSAGASUGA

Para el control y bloqueo del gasoducto se cuenta con 6 válvulas de bola de 3" de diámetro ANSI 600 separadas entre sí a una distancia promedio de 7.7 kilómetros; está conectado al gasoducto Flandes-Guando en jurisdicción del municipio de Melgar, en la vereda denominada Águila baja donde existe una válvula bola de 3" de diámetro que permite suspender completamente el suministro de gas al gasoducto.

Gasoducto Chicoral:

El gasoducto se encuentra ubicado en el departamento del Tolima, cuenta con una longitud de 27.058 kilómetros, está construido en tubería de acero de 6", la presión de operación es de 500 PSI y con un máximo de 720 PSI, su capacidad de transporte es de 12.015 KPCD; tiene los siguientes centros de control y operación:



ESTACION DE TRANSFERENCIA
CHICORAL



ESTACION CITY GATE
CHICORAL



ESTACION CITY GATE ESPINAL



ESTACION DE TRANSFERENCIA
PETROBRAS



ESTACION CITY GATE FLANDES



ESTACION GNV LOS NARANJOS

Para el control y bloqueo del gasoducto se cuenta con una serie de válvulas de bola de 6" de diámetro separadas entre sí a una distancia promedio de 5 kilómetros. El gasoducto se conecta al Gasoducto Flandes – Girardot – Ricaurte en una derivación de 3" en acero, ubicada en la intersección San Rafael - variante a Bogotá en el municipio de Flandes, en este sitio existe una válvula bola de 3" de diámetro ANSI 300 que permite suspender completamente el suministro de gas al sistema.

Gasoducto Popayán:

El gasoducto se opera en los departamentos de Cauca y Valle del Cauca, cuenta con una longitud de 119.580 kilómetros, está construido en tubería de acero de 4", la presión de operación es de 850 PSI y con un máximo de 1440 PSI, su capacidad de transporte es de 3.675 KPCD, tiene los siguientes centros de control y operación:



ESTACION TOTORO



ESTACION BUCHITOLO

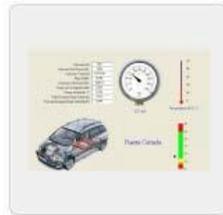
Para el control y bloqueo del gasoducto se cuenta con 11 válvulas de bola de 4" de diámetro ANSI 600 separadas entre sí a una distancia promedio de 11.8 kilómetros. En la actualidad el gasoducto ramal Pradera/Jamundi – Popayán, se conecta al gasoducto de TGI (Mariquita - Cali) en jurisdicción del municipio de Candelaria, en la hacienda Buchitolo de propiedad del ingenio río paila Castilla donde existe una válvula bola de 2" de diámetro que permite suspender completamente el suministro de gas al gasoducto.

Gasoducto Buenos Aires:

El gasoducto de Buenos Aires, ubicado en el departamento del Tolima se extiende por 18.879 kilómetros, construidos en tubería de acero de 6", la presión de operación es de 500 PSI y con un máximo de 720 PSI, su capacidad de transporte es de 15.552 KPCD, tiene los siguientes centros de control y operación:



ESTACION GNV JARDÍN 1/2N



ESTACION GNV LA 80



ESTACION CITY GATE
MIROLINDO



ESTACION DE TRANSFERENCIA
BUENOS AIRES



ESTACION GNV COVEGAS



ESTACION EDS ESSO

Para el control y bloqueo del gasoducto se cuenta con una serie de válvulas de bola de 6" de diámetro separadas entre sí a una distancia promedio de 5 kilómetros. El gasoducto termina en la estación de recibo ubicada en la glorieta Mirolindo de la ciudad de Ibagué donde se abastece el sector de distribución domiciliaria y algunas Estaciones de Servicio de Gas Vehicular.

Gasoducto Sardinata:

El gasoducto de Sardinata, se encuentra ubicado en el departamento de Norte de Santander se extiende por 66,2 kilómetros, construidos en tubería de acero de 4", la presión de operación es de 1200 PSI y con un máximo de 1440 PSI, su capacidad de transporte es de 4.303 KPCD, tiene los siguientes centros de control y operación:



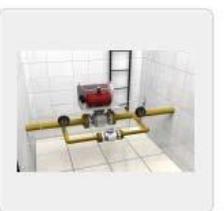
ESTACION CAMPOGILES



ESTACION AEROCIVIL



ESTACION AGUALASAL



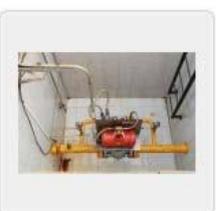
ESTACION EMPALME



ESTACION PATILLALES



ESTACION PEDREGALES



ESTACION SARDINATA

Para el control y bloqueo del gasoducto se cuenta con 4 válvulas de bola de 4" de diámetro ANSI 600, y Tres (3) Estaciones. En la actualidad el Gasoducto Campo Sardinata - Cúcuta, se conecta a la Planta de Gas Sardinata - Ecopetrol, en jurisdicción del municipio de Tibú.

3.2. Plan de Inversión

Durante el año 2015 no se realizaron inversiones que impactaran en la infraestructura de transporte de la Compañía.

3.3. Centro de Control y Boletín Electrónico de Operaciones

PROGASUR S.A. E.S.P., cuenta con un Centro Principal de Control -CPC- que opera mediante el software SCADA, el cual permite que la Compañía cumpla con los requerimientos básicos establecidos en el RUT en cuanto a la seguridad de los gasoductos y la eficiencia en las operaciones.

El Centro de Control opera 24 horas al día, durante los 7 días a la semana.

El Reglamento Único de Transporte Resolución CREG 071/1999, establece en su numeral 2.4 que las cuentas de Balance de Energía y la Información de cargos promedio convenidos con los agentes debe ser de libre acceso en línea y de carácter permanente, teniendo en cuenta que la información allí contenida, es importante para certificar la transparencia de la misma, en este sentido encontramos que la empresa mantiene el Boletín Electrónico de Operaciones – BEO por cada gasoducto publicado en su página web.

En revisión del BEO se observó que el ciclo de nominación no se encuentra disponible en la página web, y que las cuentas de balance mensuales y diarias no son de libre consulta, tal como lo establece el RUT.

De acuerdo a lo anterior, la empresa informa que en 2015 su plataforma de Web fue víctima del acceso por parte de un hacker ocasionando daños en su matriz de información dando como consecuencia el error presentado por el aplicativo BEO y otros links. El área encargada corrigió la falla detectada y se encuentran habilitados los enlaces de consulta para visualizar la información correspondiente de acuerdo a lo establecido en el RUT, de igual forma por antecedentes relacionados con intento de sabotaje de la matriz de información contenida en la plataforma del BEO de PROGASUR S.A. E.S.P., por orden de la anterior Gerencia, se tuvieron que aplicar medidas de confidencialidad para el manejo de la información de sus remitentes. Por ese motivo, se implementó una aplicación de seguridad en las secciones de cuentas de balance mensual y cuentas de balance diario, para lo cual se asignó a cada remitente un usuario y contraseña para que pudieran revisar su información de manera confidencial, sin embargo, de acuerdo a la obligatoriedad a la que hace mención el Reglamento Único de Transporte, su desarrollador Web habilitó nuevamente en la plataforma el libre acceso a la sección de Cuentas de balance diario y mensual.

3.4. Calidad en la Construcción de Redes

Durante el año 2015 no se construyeron nuevos gasoductos.

3.5. Seguridad de Redes

3.5.1. Plan de Contingencias

En su página web, PROGASUR S.A. E.S.P., tiene publicado el plan de contingencias a nivel general para conocimiento de la comunidad, el cual tiene los siguientes objetivos:

1. Mantener la seguridad de la operación del gasoducto.
2. Identificar riesgos y emergencias que se puedan presentar.
3. Definir las formas de prevenir y atender emergencias.
4. Definir con quién prevenir y atender emergencias.

Así mismo ha definido el siguiente esquema de control:



Fuente: Cartilla plan de contingencias – Progaur

El Plan de Contingencia describe como se debe actuar en caso de una emergencia, así como las actividades preventivas que se deben desarrollar para el funcionamiento seguro de los gasoductos, también contiene los números de contacto de los principales órganos de control en las diferentes regiones de influencia del sistema de transporte de PROGASUR S.A. E.S.P.,

A nivel interno, PROGASUR S.A. E.S.P., maneja un Plan de Contingencia para cada gasoducto elaborado en el año 2014, en el cual se definen las características técnicas de cada uno, panorama de riesgos, análisis y mitigación de los mismos, clasificación de las emergencias y modalidad de respuestas para cada una, equipos y herramientas necesarios, el formato para reporte de emergencias, entre otra información importante relacionada con el manejo de emergencias.

De acuerdo con los procedimientos, la empresa realiza la divulgación de su Plan de Contingencia con los Consejos Municipales para la Atención del Riesgo de Desastres "CMGDR" de cada municipio ubicado dentro del área de influencia de la línea de transporte de gas, mediante reuniones en las cuales se entrega todo el material relacionado al Plan de forma actualizada y con la comunidad mediante visitas domiciliarias, explicando a través de material didáctico las medidas preventivas y acciones tomar en casos de emergencia. Para el año 2015, la compañía realizó en el mes de octubre la socialización con la comunidad ubicada al lado de la línea de riesgo, para sensibilizarla acerca de los riesgos existentes en el gasoducto mediante la entrega de material informativo, número de emergencias e instrucciones en caso de presentarse.

De igual forma, se presentó el Plan de Contingencia diseñado y aplicado al gasoducto Neiva - Hobo, ante el Consejo Municipal para la Gestión del Riesgo de Desastres en los municipios de la zona de influencia de la línea de transporte. En la reunión se entregó material informativo, botilito e imantado.

Tal como lo establece el RUT, PROGASUR S.A. E.S.P. mantiene un servicio de atención de emergencias, el cual funciona las 24 horas del día y al que se puede reportar cualquier emergencia por medio de la línea gratuita de emergencia 018000918800 o al número celular 3132076481.

3.5.2. Emergencias

Durante el 2015 no se presentaron emergencias según el “registro de llamadas de emergencias” suministrado por el centro de control de la Compañía.

3.5.3. Simulacros

De acuerdo a lo establecido en el Anexo 11 del Plan de Contingencia, la empresa programa anualmente simulacros en sitios diferentes y busca cubrir todas las poblaciones ubicadas en el área de influencia de toda la red de gasoductos. Durante el 2015 no se realizaron simulacros debido a los inconvenientes generados por la finalización del periodo del gobierno anterior (Alcaldías – Gobernación) y procesos de empalme con nueva administración, que impidió contar con la participación de los diferentes entes gubernamentales. Sin embargo, vale mencionar que en el año 2012 PROGASUR S.A. E.S.P., realizó un simulacro en cada uno de los sistemas de transporte de gas natural que se tenían en operación en ese momento.

3.5.4. Mantenimiento de Redes

PROGASUR S.A. E.S.P. cuenta con manuales de operación y mantenimiento, donde describe las principales actividades que pretenden mantener el funcionamiento seguro y efectivo de su sistema de transporte.

Las actividades de operación contienen: inspecciones de presión, inspecciones para verificar cambios en el terreno, monitoreo sobre el sistema de protección catódica y verificación de condiciones operativas (válvulas, derivaciones), entre otras actividades. Por su parte, las actividades de mantenimiento contienen actividades relacionadas con la inspección y mantenimiento del derecho de vía, actividades de mantenimiento al sistema de protección catódica y al sistema de corrosión, entre otras.

Se observó la existencia de tres (3) manuales de OyM, uno por cada uno de los siguientes gasoductos: Neiva – Hobo, Guandes Fusa, Flandes – Ricaurte; por lo que los otros seis (6) gasoductos no cuentan con un manual de OyM, se recomienda establecer un manual por cada uno de los gasoductos o estandarizar un solo documento para las actividades de operación y mantenimiento en PROGASUR S.A. E.S.P.

3.6. Plan de Operación y Mantenimiento

La empresa cuenta con un cronograma mensual de mantenimiento preventivo por cada uno de los gasoductos, el cual se concentra en las siguientes actividades: recorrido del derecho de vía, obras de geotecnia, mantenimiento locativo de las estaciones, derivaciones y válvulas de corte o seccionamiento, mantenimiento y cambio de la señalización, mantenimiento preventivo y correctivo de la instrumentación, equipo mecánico, trampa de marranos y demás sistemas que componen las estaciones, pruebas de verificación y calibración de equipos,

manipulación, verificación de operatividad y juste del setting de equipos, inspección y limpieza de separadores, actualización de los parámetros de cromatografía en las rtu que registran la medición para ajustar el factor de corrección de volumen, monitoreo de las condiciones de operación y el correcto funcionamiento del sistemas de medición, limpieza interna de la línea, atención de emergencias, plan de scada y comunicaciones, plan para el revestimiento y plan para la protección catódica.

El indicador acumulado de cumplimiento de operación y mantenimiento para el periodo enero a octubre de 2015 fue de 98%; en ninguno de los gasoductos se observa un cumplimiento inferior al 95%. El gasoducto con el porcentaje de cumplimiento más bajo fue el gasoducto al sur con 95,3%; éste indicador se vio impactado en el mes de enero cuando no se realizaron las siguientes actividades: Mantenimiento preventivo y correctivo de la instrumentación, equipo mecánico, trampa de marranos y demás sistemas que componen las estaciones y las pruebas de verificación y calibración de equipos. Según el informe de gestión del mes de octubre de 2015 estas actividades se ejecutaron en periodos diferentes a lo programado y en ningún momento se generaron riesgos en la confiabilidad de la operación.

3.6.1. Presupuesto de mantenimiento

Para el periodo enero a diciembre de 2015 se presupuestaron \$1.905 MM para el rubro mantenimiento preventivo, de los cuales al 31 de diciembre se ejecutaron \$1.879 MM, lo que equivale a un cumplimiento presupuestal del 101%. No se observan desviaciones significativas

3.6.2. Confiabilidad, Disponibilidad y Continuidad del Servicio

Para efectos del presente informe, se tuvo como fuente de información el indicador de continuidad y de confiabilidad determinados por la Compañía, así como las suspensiones o interrupciones presentadas en el periodo evaluado.

3.6.3. Suspensiones

La Empresa no presentó suspensiones durante el año evaluado.

3.6.4. Interrupciones

En numeral 4.4.1 del RUT expresa que “Los Transportadores de los diferentes Sistemas de Transporte deberán llevar registros discriminados de duración y frecuencia de interrupciones en la prestación del servicio”. En este sentido, PROGASUR S.A. E.S.P. cuenta con el registro de interrupciones con eventos desde el 2008.

En el año 2015 se presentaron las siguientes interrupciones:

De las nueve (9) interrupciones del servicio presentadas en 2015, solo tres (3) de ellas son atribuibles a PROGASUR S.A. E.S.P., de las cuales dos (2) se presentaron por actividades programadas. Se observó que el gasoducto de Tane sufrió cinco (5) interrupciones debido a un deslizamiento que afectó el gasoducto Gibraltar – Bucaramanga propiedad de Promioriente, siendo la más alta de ellas la presentada el 1 de julio de 2015, con una duración de 18 horas.

3.6.5. Continuidad

El porcentaje de continuidad se mantuvo en 100% durante el 2015 en todos los gasoductos operados por la Compañía, salvo en el gasoducto de Tane cuyo

porcentaje de continuidad acumulado al 31 de diciembre de 2015 es de 91,9%, lo cual se debió a las interrupciones de junio, julio y agosto, como se describió en el punto anterior.

Así mismo, la continuidad del gasoducto de Buenos Aires presentó una continuidad acumulada de 99,9%, afectado por la instalación de válvula que se realizó en el mes de febrero de 2015.

3.6.6. Confiabilidad

El índice de confiabilidad de los gasoductos operados por la empresa es de 98%; el porcentaje de confiabilidad más bajo se observó en el gasoducto Oripaya – Campo Hermoso, debido al robo en las estaciones: Válvula intermedia y estación campo hermoso ocurrido en el mes de mayo de 2015.

3.6.7. Presión

Con el fin de verificar que la presión de entrega es inferior a 1200 PSI, de acuerdo a lo establecido por el Reglamento Único de Transporte, resolución CREG 071 de 1999 y su modificación en la Resolución CREG 054 de 2007, se solicitaron las presiones promedios diarias de línea para el mes de noviembre 2015; no se observaron presiones superiores a la determinada por la Regulación.

3.6.8. Índices de Calidad

Los índices de calidad del gas están estipulados en el RUT numeral 6.3 Calidad del Gas, modificado por la Resolución CREG 054 de 2007, en este sentido y para efectos de este informe se evaluaron los índices promedio de poder calorífico, CO₂ y Nitrogeno en el gas transportado en los gasoductos. Del sur, Popayán y Chicoral para el mes de octubre de 2015.

A corte de diciembre 2015, la compañía transportó un volumen mensual en promedio de 579.885 KPCD de un nominado promedio mensual de 580.539 KPCD mostrando un cumplimiento del 99,89% en la entrega del gas. Su capacidad máxima de transporte es de 52.520 KPCD y se encuentra contratada en un 58,4% mediante contrato de transporte en firme con Alcanos de Colombia, Gases del Oriente, Gases de Occidente, Perenco Colombia y otras GNV¹.

4. ASPECTOS COMERCIALES

De acuerdo a la ley 142/94, a PROGASUR S.A. E.S.P. se le clasifica como una empresa de servicios públicos (E.S.P.), por ser el transporte de gas natural una actividad complementaria al servicio público de gas combustible y en consecuencia está vigilada por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios y la fijación de las tarifas está a cargo de la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG).

La empresa tiene una cobertura geográfica en 6 departamentos entre los que se encuentran Valle del Cauca, Cauca, Huila, Tolima, norte de Santander y Cundinamarca, prestando el servicio de transporte de gas natural a las empresas Alcanos de Colombia S.A. E.S.P., Gases del Oriente S.A. E.S.P. Gases de Occidente S.A. E.S.P., Perenco Colombia Ltda, GNV Covengas Mirolindo, GNV Esso Mirolindo, GNV la 60, GNV EDS Jardin, GNV los Naranjos.

¹ Fuente: Informe reportado al SUI por el Auditor Externo de Gestión y Resultados

A continuación se describen apartes del resultado de la revisión de la aplicación del Reglamento Único de Transporte de Gas Natural - RUT, con énfasis en lo relacionado con la publicación del Boletín Electrónico de Operaciones – BEO.

La Resolución CREG 071 de diciembre de 1999 en su artículo 1 establece:

“(…)

Adoptar el Reglamento Único de Transporte de Gas Natural -RUT- contenido en el Anexo General de la presente resolución.

(…)”

Este anexo contiene disposiciones específicas sobre los diferentes aspectos que deben atender los transportadores de gas natural en desarrollo de su actividad. Para el análisis desarrollado, se toman apartes de los numerales 1. Principios generales y 2. Acceso y Prestación de servicios de transporte, con miras a establecer la aplicación de las disposiciones relacionadas con la publicación de la información de capacidad contratada, por parte de los prestadores en el Boletín Electrónico de Operaciones – BEO. La regulación mencionada, establece en el numeral 1.

“(…)”

PRINCIPIOS GENERALES, 1.1 DEFINICIONES. “CAPACIDAD CONTRATADA: Capacidad de transporte de Gas Natural que el Remitente contrata con el Transportador para el Servicio de Transporte expresada en miles de pies cúbicos estándar por día (KPCD) o en sus unidades equivalentes en el Sistema Internacional de Unidades. A su vez en el numeral 2. ACCESO Y PRESTACIÓN DE SERVICIOS DE TRANSPORTE, “2.4 BOLETIN ELECTRONICO DE OPERACIONES - BEO-. Los Transportadores deberán implementar un sistema de información electrónico a través del Internet, de acceso libre en línea y de carácter permanente, con el objeto de poner a disposición de los diferentes Agentes, como mínimo la siguiente información: -Manual del Transportador. -Ciclo de Nominación. -Volumen total transportado diariamente por gaseoducto. -Ofertas de liberación de capacidad y de suministro de gas, incluyendo Puntos de -Entrada y Salida. -Capacidad Disponible Primaria, incluyendo Puntos de Entrada y Salida. -Solicitudes del servicio, incluyendo volúmenes y Puntos de Entrada y Salida. -Capacidad contratada.

(…)”

En la página web de la empresa, se evidencia que el prestador cumple con el 92% de los ítems establecidos en la normativa vigente; en este sentido, tiene publicada la información relacionada con:

- Ciclo de Nominación, y Acceso al sistema de nominación.
- Manual del transportador.
- Boletín BEO, el cual contiene:
 - Programa de transporte (fecha, sistema, volumen (KPCD), Capacidad máxima y rango de tolerancia.
 - Volumen diario transportado (fecha, sistema, volumen (KPCD), poder calorífico (MTBU/KPC), energía (MBTU).)

- Capacidad disponible primaria (fecha-sistema-punto de entrada-punto de salida y capacidad disponible (KPCD)).
- Capacidad contratada (fecha, número de contrato, remitente, capacidad (KPCD)).
- Liberación de derechos de suministro.
- Cuentas de Balance mensual (mes, remitente, energía Aut. (MBTU), energía Tom. (MBTU), Balance (MBTU), Acum. (MBTU)).
- Cuentas de Balance diario (fecha, sistema, volumen Aut (KPCD), Volumen Tom. (KBTU)).

4.1 Volumen Transportado (KPCD)

El comportamiento del volumen transportado por PROGASUR S.A. E.S.P., a lo largo del año 2015, puede ser aproximado por medio de la información comercial reportada al Boletín Electrónico de Operaciones - BEO, específicamente en la facturación. De acuerdo a la información, los volúmenes promedio que la empresa reportó en el BEO por concepto de transporte a lo largo del año 2015, están alrededor de los 585.000 KPCD mensuales. Los volúmenes transportados para todos los meses del 2015 mantuvieron una tendencia constante, a excepción del mes de febrero donde se registró el menor volumen con 539.926 KPCD. Por su parte, el mes en el cual se registró el mayor volumen transportado fue mayo con 624.335 KPCD.

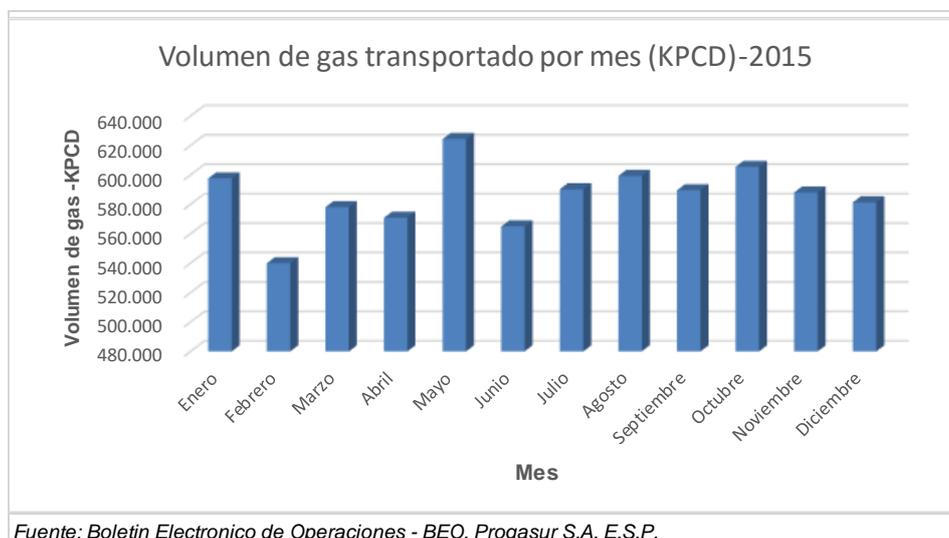
En la siguiente tabla se muestra el comportamiento de los volúmenes de gas transportados por la empresa.

Tabla 9 - Volumen de gas transportado año 2015

2015	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
Vol. De gas transportado por mes (KPCD)	597.505	539.926	577.986	570.825	624.335	564.933	590.167	599.167	589.540	605.440	588.006	581.300

Fuente: Boletín Electrónico de Operaciones – BEO, Progasur S.A. E.S.P.

Gráfico 2 - Comportamiento del Volumen de gas transportado por mes KPCD - 2015



4.2 Aspectos tarifarios

En virtud de que la empresa desarrolla la actividad de transporte de gas natural, el análisis tarifario se realiza con base en los cargos máximos aprobados por la CREG para la utilización del Sistema Nacional de Transporte, así como en la regulación vigente en materia tarifaria aplicable a la actividad de transporte.

La Resolución CREG 126 de 2010, estableció los criterios generales para la remuneración del servicio de transporte de gas natural e indica que los cargos por utilización del Sistema Nacional de Transporte se clasifican en cargos fijos, cargos variables y cargos de administración, operación y mantenimiento (AO&M).

Los cargos fijos (US\$ por kpcd-año) se cobran sobre la capacidad en firme que se contrate con cada usuario (remitente) y remuneran un porcentaje de los costos de inversión de la empresa.

Los cargos variables (US\$ por kpc) se cobran sobre los volúmenes efectivamente transportados por cada usuario (remitente) y remuneran un porcentaje de los costos de inversión de la empresa.

Los cargos de AOM (pesos por kpcd-año) se cobran sobre la capacidad en firme que se contrate con cada usuario (remitente) y remuneran los gastos de administración, operación y mantenimiento en que incurre la empresa para la óptima prestación del servicio de transporte de gas.

Mediante las Resoluciones CREG 079 y CREG 097 de 2011 se efectuaron modificaciones a la Resolución CREG 126 de 2010, estableciendo un cargo estampilla que se cobra por cada kpcd contratado y cada kpc transportado, independientemente de la distancia utilizada en el sistema de transporte.

4.2.1 Tarifas aplicadas en el Sistema Nacional de Transporte

Durante 2015, PROGASUR S.A. E.S.P. aplicó en los gasoductos del Sistema Nacional de Transporte, los cargos regulados fijos y variables establecidos mediante la Resolución CREG 112 de 2011, modificada por la Resolución CREG 121 de 2012.

PROGASUR S.A. E.S.P. presta el servicio de transporte en los Sistemas al Sur Neiva - Hobo, Flandes - Girardot - Ricaurte, Guando - Melgar – Fusagasugá, Ramal Pradera Jamundí – Popayán, Campo Sardinata – Cúcuta, Buenos Aires – Ibagué, Chicoral – Flandes y Tane / Cúcota – Pamplona.

La asignación de cargos regulados se aprobó de la siguiente manera:

Tabla 10 – Asignación de cargos regulados

SISTEMA / RAMAL	RESOLUCIÓN APROBACIÓN DE CARGOS
Sur Neiva – Hobo y Flandes - Girardot – Ricaurte	CREG 112 de agosto 25 de 2011
Guando - Melgar - Fusagasugá	CREG No. 044 de abril 4 de 2014
Ramal Pradera Jamundí – Popayán	CREG 050 de abril 10 de 2014 y 075 de junio 5 de 2014
Campo Sardinata – Cúcuta	CREG 135 de octubre 20 de 2009, actualizados mediante la Resolución CREG 166 de 2015
Buenos Aires – Ibagué y Chicoral – Flandes	CREG 018 de febrero 29 de 2012
Tane/Cúcota – Pamplona	CREG 067 de julio 05 de 2013

Acorde con la información del Manual del Transportador de la empresa PROGASUR S.A E.S.P., publicada en la página web del transportador, se detallan las parejas de cargos para los diferentes tramos del sistema de transporte de la empresa:

Tabla 11 – Parejas de cargos 2016 – Gasoducto Flandes – Girardot - Ricaurte

PAREJA	0/100	20/80	40/60	50/50	60/40	80/20	100/0
Cargo fijo (USD/KPCD- AÑO)	-	36,356	72,710	90,888	109,065	145,421	181,775
Cargo variable (USD/KPCD- AÑO)	0,618	0,494	0,371	0,309	0,248	0,124	-

Fuente: Manual del Transportador - PROGASUR S.A. E.S.P.

Tabla 12 – Parejas de cargos 2016 – Gasoducto Neiva – Hobo

PAREJA	0/100	20/80	40/60	50/50	60/40	80/20	100/0
Cargo fijo (USD/KPCD- AÑO)	-	152,775	305,551	381,938	458,325	611,101	763,876
Cargo variable (USD/KPCD- AÑO)	2,629	2,104	1,577	1,314	1,051	0,526	-

Fuente: Manual del Transportador - PROGASUR S.A. E.S.P.

Tabla 13 – Parejas de cargos 2016 – Gasoducto Campo Sardinata - Cúcuta

PAREJA	0/100	20/80	40/60	50/50	60/40	80/20	100/0
Cargo fijo (USD/KPCD- AÑO)	-	73,170	146,339	182,929	219,509	292,678	365,848
Cargo variable (USD/KPCD- AÑO)	2,391	1,911	1,441	1,195	0,960	0,480	-

Fuente: Manual del Transportador - PROGASUR S.A. E.S.P.

Tabla 14 – Parejas de cargos 2016 – Gasoducto Guando – Melgar - Fusagasugá

PAREJA	0/100	20/80	40/60	50/50	60/40	70/30	80/20	85/15	90/10	92/8	94/6	96/4	98/2	100/0
Cargo fijo (USD/KPCD- AÑO)	-	112,129	244,259	305,323	366,388	427,452	488,517	519,049	549,582	561,795	574,008	586,221	598,433	610,646
Cargo variable (USD/KPCD- AÑO)	2,180	1,744	1,308	1,090	0,872	0,654	0,436	0,327	0,327	0,175	0,130	0,087	0,043	-

Fuente: Manual del Transportador - PROGASUR S.A. E.S.P.

Tabla 15 – Parejas de cargos 2016 – Gasoducto Ramal- Pradera – Jamundí - Popayán

PAREJA	0/100	20/80	40/60	50/50	60/40	70/30	80/20	85/15	90/10	92/8	94/6	96/4	98/2	100/0
Cargo fijo (USD/KPCD- AÑO)	-	119,018	238,036	297,545	357,054	416,563	476,072	505,826	535,581	547,482	559,385	571,287	583,188	595,090
Cargo variable (USD/KPCD- AÑO)	2,647	2,117	1,588	1,323	1,059	0,794	0,529	0,397	0,265	0,212	0,158	0,106	0,053	-

Fuente: Manual del Transportador - PROGASUR S.A. E.S.P.

Tabla 16 – Parejas de cargos 2016 – Gasoducto Buenos Aires - Ibagué

PAREJA	0/100	20/80	40/60	50/50	60/40	70/30	80/20	85/15	90/10	92/8	94/6	96/4	98/2	100/0
Cargo fijo (USD/KPCD- AÑO)	-	10,514	21,028	26,286	31,543	36,800	42,066	44,685	47,315	48,366	49,417	50,469	51,520	52,571
Cargo variable (USD/KPCD- AÑO)	0,210	0,168	0,126	0,104	0,084	0,062	0,042	0,037	0,020	0,017	0,013	0,009	0,004	-

Fuente: Manual del Transportador - PROGASUR S.A. E.S.P.

Tabla 17 – Parejas de cargos 2016 – Gasoducto Chicoral - Flandes

PAREJA	0/100	20/80	40/60	50/50	60/40	70/30	80/20	85/15	90/10	92/8	94/6	96/4	98/2	100/0
Cargo fijo (USD/KPCD- AÑO)	-	22,811	45,622	57,027	68,434	79,839	91,245	96,947	102,650	104,930	107,213	109,493	111,775	114,056
Cargo variable (USD/KPCD- AÑO)	0,376	0,301	0,225	0,187	0,151	0,113	0,075	0,056	0,038	0,030	0,023	0,015	0,008	

Fuente: Manual del Transportador - PROGASUR S.A. E.S.P.

Tabla 18 – Parejas de cargos 2016 – Gasoducto Tane – Cúcota - Pamplona

PAREJA	0/100	20/80	40/60	50/50	60/40	70/30	80/20	85/15	90/10	92/8	94/6	96/4	98/2	100/0
Cargo fijo (USD/KPCD- AÑO)	-	327,590	655,180	818,974	982,770	1.146,565	1.310,359	1.392,257	1.474,154	1.506,913	1.539,672	1.572,431	1.605,431	1.637,949
Cargo variable (USD/KPCD- AÑO)	5,204	4,164	3,122	2,603	2,082	1,561	1,040	0,781	0,521	0,416	0,312	0,209	0,104	

Fuente: Manual del Transportador - PROGASUR S.A. E.S.P.

La siguiente tabla contiene el valor de los cargos de AO&M, para cada uno de los gasoductos o ramales, para el año 2016, información registrada por la empresa en su página web.

Tabla 19 – Gastos AO& Sistema de Transporte

GASTOS AO&M SISTEMA DE TRANSPORTE	
SISTEMA DE TRANSPORTE	CARGO FIJO (U\$/KPCD- AÑO)
Gasoducto Neiva - Hobo	643,002
Flandes - Girardot Ricaurte	488,594
Guando- Fusagasuga	801,249
Ramal Pradera Jamundí Popayán	461,185
Campo Sardinata Cúcota	332,488
Buenos Aires - Ibagué	109,588
Chicoral - Flandes	196,096
Tane / Cúcota- Pamplona	1160,127

Fuente: Manual del Transportador - PROGASUR S.A. E.S.P.

El informe de puntos específicos del año 2015, certificado por el AEGR sobre el cargo fijo que remunera los gastos de AO&M afirma lo siguiente:

“(...) el cargo fijo que remunera los gastos de Administración Operación y Mantenimiento debió ser actualizado con el IPC expedido por el DANE del mes de diciembre de 2014 por valor de 118,15 en cumplimiento con el numeral 19.2 de la Resolución CREG 126 de 2010 y teniendo como base los lo estipulado en el numeral 5 de la Resolución CREG 112 de 2011. Sin embargo, la Compañía realizó el cálculo de la actualización con un IPC de 226,45 el cual al verificar en las bases de datos del Banco de la Republica y el DANE no coincidió con el expedido para diciembre 2014, generando una inconsistencia en el cálculo por el IPC utilizado (...)”

Sobre el particular se efectuará solicitud al prestador para que remita la indexación de los gastos AO&M, y que informe si realizó la verificación de los mismos acorde con lo descrito por la AEGR.

El Auditor Externo de Gestión y Resultados “AEGR-KPMG Advisory Services S.A.S., en cuanto al Área Comercial presenta el siguiente informe:

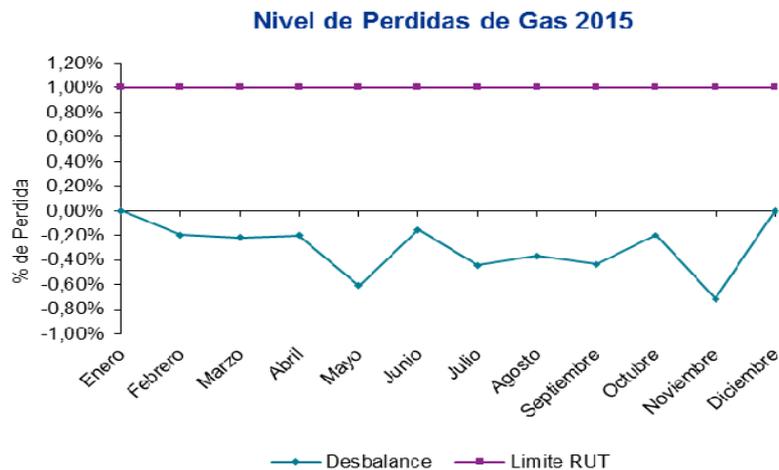
“(…)

Gestión Comercial

El Capítulo de Gestión Comercial se realizó bajo los lineamientos de la normatividad vigente para las Auditorías Externas de Gestión de Resultados y en especial las Leyes 142 de 1994 y 689 de 2001 y la Resolución 20061300012295 de 2006 de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliados – SSPD; así como la Resolución 072 de 2002 modificada por la 034 de 2004 de la Comisión de Regulación de Energía y Gas –CREG.

Nivel de Pérdidas de Gas del Sistema de Transporte

Conforme al numeral 4.9.1 de la Resolución 071 de 1999, “Reglamento Único de Transporte de Gas Natural (RUT)”, las pérdidas de gas de un Sistema de Transporte de Gas Natural no deben ser superiores a 1%, en caso excedan, estas serán asumidas por el transportador. Para el caso de Progasur, obtiene los niveles de pérdida mediante medición mensual en el punto de entrada y da aplicación al numeral mencionado teniendo en cuenta que las pérdidas de gas que no son superiores al 1% son distribuidas entre los remitentes de forma proporcional a la cantidad transportada para cada uno y reconocidas a favor de Progasur en la factura mensual de servicio.



Fuente: Archivo Pérdidas Progasur.

De acuerdo a lo anterior se observa que la Compañía se mantuvo por debajo del nivel máximo de pérdidas establecido por la norma de acuerdo al RUT, durante el año 2015 el promedio de pérdidas del sistema de transporte fue de -0,29% con ase en 8.455.117 MBTU de entrada y 8.430.107 MBTU de salida.

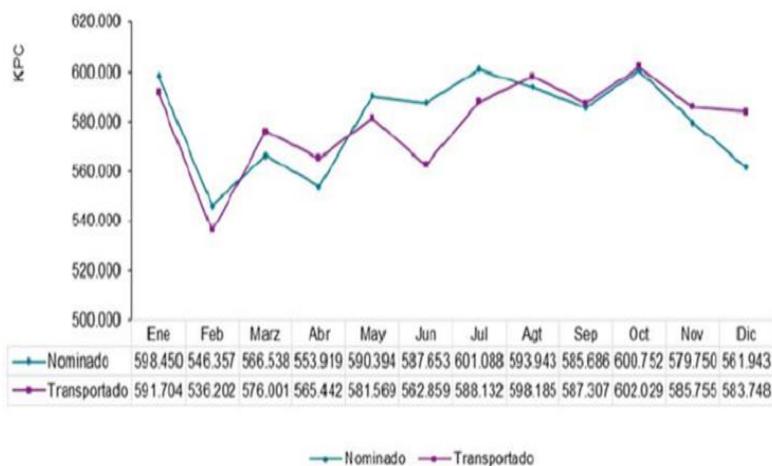
Conexiones y Tiempo de Conexión

Según la información suministrada por Progasur, durante el 2015 no se realizaron nuevas conexiones al servicio.

Volumen de Gas Transportado

A corte de diciembre 2015, Progasur transportó un volumen mensual en promedio de 579.885 KPCD de un nominado promedio mensual de 580.539 KPCD mostrando un cumplimiento del 99,89% en la entrega del gas. Su capacidad máxima de transporte es de 52.520 KPCD y se encuentra contratada en un 58,4% mediante contrato de transporte en firme con Alcanos de Colombia, Gases del Oriente, Gases de Occidente, Perenco Colombia y otras GNV.

Volumen de Gas Transportado Mensual Kpc - Dic 2015



Capacidades Contratadas Progasur 2015					
Nombre del Titular de la Capacidad Contratada en Firme	Tramo de Gasoductos	Tipo de Demanda	Capacidad contratada en firme promedio (KPCD)	Vigencia de Contratos en firme	% Capacidad contratada
ALCANOS DE COLOMBIA	Cali - Popayán	Distribución	1.800	30/11/2021	67,24%
	Guando - Fusagasugá	Distribución	800	31/12/2030	
	Flandes - Girardot - Ricaurte	Distribución	1.300	31/12/2030	
	Neiva - Hobo	Distribución	1.787	31/12/2030	
	Buenos Aires - Ibagué	Distribución	6.373	31/12/2030	
	Chicorral - Espinal - Flandes	Distribución	2.916	31/12/2030	
	Flandes - Guando (Gasoducto en Administración)	Distribución	1.150	31/12/2030	
GASES DE OCCIDENTE	Cali - Popayán	Distribución	1.950	30/11/2030	8,13%
GASES DEL ORIENTE	Sardinata - Cúcuta	Distribución	3.045	30/06/2032	13,40%
	Tane/Cacota - Pamplona	Distribución	170	31/12/2018	
GNV COVEGAS MIROLINDO	Buenos Aires - Ibagué	GNV	105	30/06/2016	3,09%
GNV ESSO MIROLINDO	Buenos Aires - Ibagué	GNV	150	30/09/2017	
GNV GASNACOM LA 60	Buenos Aires - Ibagué	GNV	120	31/12/2025	
GNV TERPEL JARDÍN	Buenos Aires - Ibagué	GNV	223	30/11/2018	
GNV TERPEL LOS NARANJOS	Chicorral - Espinal - Flandes	GNV	144	29/02/2016	
PERENCO COLOMBIA LTD	Chicorral - Espinal - Flandes	Industria - GE	1.950	31/01/2016	

Fuente: Dirección Comercial Progasur - 2015

Cartera

Cartera Progasur - Diciembre 2015 (En miles de pesos)				
Edad Cartera (Días)	2015 (\$)	2014 (\$)	Participación (%)	Variación (%)
Servicios Públicos - Transporte de Gas Combustible	857.042	3.314.344	12%	-74%
Compañías Vinculadas	2.681.208	2.916.768	38%	-8%
Anticipos y Avances	2.039	77.392	0%	-97%
Anticipos de Impuesto	3.413.811	1.948.663	49%	75%
Retención de Industria y Comercio	8.429	10.162	0%	-17%
Deudores Varios	38.784	40.925	1%	-5%
Total	7.001.313	8.308.244	100%	-16%

Fuente: EEFF Dictaminados Progasur 2015

Al cierre del 2015, el saldo total de la cartera desciende a \$7.001 millones en comparación con el año anterior, presentando una variación del 16%. Por su parte, la cartera por concepto de Servicios Públicos – Transporte de Gas Combustible presentó una disminución de \$2.457 millones debido principalmente a los cortes de facturación ya que la Compañía vende su gas a 30 días calendario por lo cual la mayoría del saldo se ubica dentro de las edades hasta 30 y 60 días, por cuanto no hay saldos de difícil recaudo.

Facturación

La capacidad facturada en el 2015 fue en promedio mensual de 579,8 MPCD, representado en \$27.964 millones. La Empresa finalizó el año atendiendo la demanda de tres (3) clientes principales: Alcanos de Colombia S.A. E.S.P., quien continua con

la mayor participación de la capacidad facturada con un 55,6%; Gases del Oriente S.A. E.S.P., con el 23,9% y Gases de Occidente S.A. E.S.P. con 16%.

El 95,7% de la capacidad facturada se mantiene concentrada en las comercializadoras (Alcanos de Colombia, Gases de Occidente y Gases del Oriente) y el 4,3% restante corresponde al sector de Gas Natural Vehicular e Industria – GE.

Durante el 2015, no se presentaron quejas por facturación según la información Suministrada por la Compañía.

Atención de Peticiones Quejas y Reclamos

La resolución SSPD 20061300012295 de 2006 en concordancia con la resolución 072 del 29 de octubre de 2002 (modificada por las resoluciones 026, 091 y 121 de 2003 y 034 de 2004 y a lo establecido en el numeral 11 del artículo 12 de la Ley 689 de 2001) establece el marco regulatorio para evaluar los PQR. Durante el año 2015 la Compañía no reporto haber recibido peticiones, quejas y reclamos relacionados con el servicio de transporte de gas.

Nivel de Satisfacción a Usuarios

La Compañía no realizó encuesta de satisfacción del cliente en el año 2015, sin embargo, como oportunidad de mejora se recomienda la realización de esta por lo menos una vez cada año como mecanismo de detección para la implementación de correctivos en caso tal se presenten situaciones susceptibles a mejoramiento.

Estado de Demandas y Litigios, Sanciones de la SSPD

De acuerdo con la información suministrada por la Compañía al corte de 31 de diciembre de 2015, Progasur presentó un proceso en curso:

- Acción Popular instaurada en contra de PROGASUR S.A. E.S.P., en el año 2010, por la construcción del Gasoducto Cali – Popayán, se encuentra en espera de Fallo.

El asunto corresponde a: Protección de los derechos colectivos a la seguridad y salubridad públicas, derecho a la seguridad y prevención de desastres previsibles técnicamente y la realización de las construcciones, edificaciones y desarrollos urbanos respetando las disposiciones jurídicas de manera ordenada y dando prevalencia al beneficio de la calidad de vida de los habitantes, previstos en la ley 472 de 1998- construcción, instalación y operación del trazado del gasoducto Pradera-Jamundí Popayán, en la carrera 6 de Santander de Quilichao, Cauca. En el mes de febrero de 2015 el Tribunal Administrativo del Cauca produjo sentencia favorable a Progasur S.A. E.S.P., manteniendo el tendido de la red, con la condición de acordar con las autoridades municipales medidas de precaución que minimicen riesgos. Los demandantes apelaron y el caso ha llegado al Consejo de Estado que deberá decidir el caso, de manera definitiva. En el entretanto Progasur S.A. E.S.P., ha tomado la iniciativa de acordar con las autoridades locales las medidas de protección que corresponde.

De igual forma al cierre de 2015, Progasur no presentó nuevas demandas y litigios según lo informado por la Dirección Administrativa y Financiera, de igual forma la Compañía no fue objeto de sanciones por incumplimiento de requisitos legales por parte de las entidades de control, tampoco se presentó intervención por parte de la SSPD ni acuerdos de mejoramiento con dicha entidad.

Reporte Formato Medición de Nivel de Satisfacción del Cliente - NSC-P

Dentro de la información cargada al SUI, se realizó revisión del formato NSC-P, donde según resolución No. 20101300047505 del 7 de diciembre de 2010 de la SSPD, por la cual se adiciona un formato para el cargue de información al Sistema Único de Información SUI y se establece "... que los prestadores de servicios públicos o que realicen una o varias actividades complementarias, deben diligenciar y reportar

anualmente en el mes de diciembre , teniendo como fecha última de reporte el día 15 de ese mismo mes...” ; en ese sentido observamos que la Compañía al cierre del 2015 no realizó el cargue de esta información

(...)”

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Tabla 20 – Indicadores de gestión

INDICADORES DE GESTIÓN	REFERENTE 2015	RESULTADO	OBSERVACIÓN
Margen operacional	75%	85%	Cumple
Cobertura de intereses - veces	17	30	Cumple
Rotación de cuentas por cobrar - días	20	32	No cumple
Rotación de cuentas por pagar - días	4	0	Cumple
Razón corriente - veces	4,1	0,69	No cumple

Fuente: Sistema Único de Información – SUI.

De acuerdo a los referentes establecidos, la empresa no cumple con dos de los cinco indicadores establecidos en la resolución CREG 072 de 2002 modificada por la resolución CREG 034 de 2004 los cuales son rotación de cuentas por cobrar y razón corriente. Es importante señalar que para el cálculo de cada uno de los indicadores, se tomó el plan contable anual 2015 del servicio de Transporte de Gas Natural.

La empresa debe realizar esfuerzos y /o generación de políticas para lograr el cumplimiento de los indicadores de gestión para el año 2016.

Teniendo en cuenta los informes de la auditoría Externa de Gestión y Resultados de la empresa Progasur S.A. EPS, y el análisis que se realizó en el presente documento se puede decir que a nivel general la empresa presentó mejoras en todos sus indicadores financieros y de gestión por lo que se recomienda que la empresa continúe implementando políticas que le permitan mantenerse en el mercado.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

La siguiente tabla muestra el comportamiento de cargue de la empresa de acuerdo a los estados en los cuales se encuentran los formatos que la empresa debe cargar, estos estados son:

- **CARGADO EN BD o ENVIADO:** Cuando la empresa cargó la información pero no la certificó o radicó.
- **CERTIFICADO:** Cuando la empresa certificó la información cargada.
- **CERTIFICADO – NO APLICA:** Cuando la empresa certificó el formato sin información porque este no le aplica, o porque cargó un formato cuyo contenido es un anexo en PDF.
- **PENDIENTE:** Cuando la empresa no ha cargado ni certificado la información del formato.
- **RADICADO:** Cuando la empresa certificó un formato que consiste en el diligenciamiento de un formulario WEB.

- **RECIBIDO:** Indica que el archivo ha sido recibido, y que listo para validarse.

De acuerdo al análisis de la información se evidenció que para el año 2015 la empresa presentó incumplimientos correspondientes a dos formatos pendientes, que corresponden cargues masivos; además el número de certificados como no aplica fue de 32 formatos correspondientes a 24 cargues masivos y 8 proyectos de inversión.

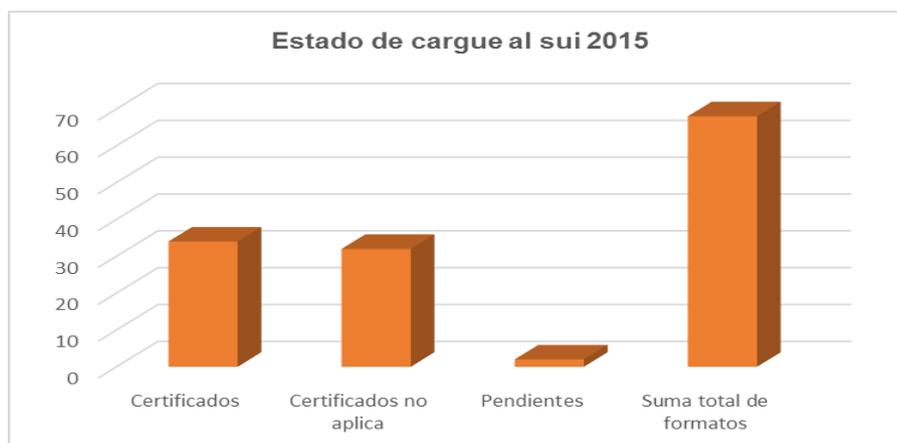
Tabla 21 - Estado de cargue al SUI 2015

ESTADO FORMATOS	FORMATOS PENDIENTES POR CARGUE	TOTAL
Certificados		34
Certificados no aplica		32
Pendientes	Cargue masivo y formularios	2
Total		68

Fuente: Sistema Único de Información – SUI.

A continuación se muestra la gráfica de los estados de los formatos:

Gráfico 3 - Estado de cargue al SUI 2015



Fuente: Sistema Único de Información – SUI.

En cuanto a las acciones de adelantadas por la SSPD, no se ha requerido al prestador cargue de la información.

7. ACCIONES DE LA SSPD

Esta Superintendencia ha demostrado a través de sus actuaciones de vigilancia y control, que está comprometida en fortalecer el cumplimiento de las leyes y actos administrativos que regulan la prestación del servicio de transporte de gas natural por red, con el fin de que se garantice el correcto y oportuno cargue de información administrativa, financiera, técnica, comercial y se realicen los respectivos reportes con calidad y oportunidad.

Durante la vigencia 2015 la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios realizó el requerimiento de Información financiera SSPD 20152000143981 del 16 de marzo de 2015, a la cual el prestador respondió que la información solicitada no aplica.

Por otro lado, la Dirección Técnica de Gestión de Gas no realizó visita de verificación de aspectos técnicos y de seguridad a la empresa en el año 2015.

Revisado el Sistema Orfeo, no se encontraron solicitudes de investigación por temas de calidad y/o seguridad, durante el año 2015.

Durante el año, la Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible ha efectuado seguimiento permanente a la aplicación de la normatividad vigente en materia comercial por parte de la empresa, sin evidenciar presuntos incumplimientos de la regulación vigente, por lo cual no fue necesario adelantar acciones particulares frente a la empresa.

Adicionalmente, se revisó en la página web de la empresa, la aplicación de las disposiciones relacionadas con la publicación de la información de capacidad contratada y RUT, observando que el prestador tienen activa la información relacionada con: ciclo de nominación, Manual del transportador y el Boletín Electrónico de Operaciones – BEO, sin embargo, se evidencia que el reporte del volumen de gas transportado registrado en este boletín no coincide con lo establecido en el informe presentado por el Auditor Externo de Gestión y Resultados “AEGR-KPMG Advisory Services S.A.S.

Se verificó el cargue del RUPS, encontrando una actualización realizada en el año 2015 (Resolución SSPD-20071300027015 de 2007).

Se verifico el cargue del informe del Auditor Externo en el Sistema único de Información-SUI, encontrando que la empresa, cargó el respectivo informe bajo los lineamientos de la normatividad vigente para las Auditorías Externas de Gestión de Resultados, según resolución SSPD No. 20061300012295 de 2006 y en especial las Leyes 142 de 1994 y 689 de 2001.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

Antes de realizar la evaluación financiera resulta importante mencionar que para la realización del presente informe se tomó el plan contable del servicio público de Transporte de Gas Natural con corte a 31 de diciembre del año 2015, certificado en SUI. Según el informe de viabilidad financiera del auditor el documento de Auditoría Externa de Gestión y Resultados explica que:

“(...) Con base en los procedimientos realizados, nada ha llamado nuestra atención que nos indique que los supuestos macro - económicos usados por la Promotora de Gases del Sur S.A. E.S.P., no estén acorde con los aspectos hipotéticos esperados por el país de acuerdo con fuentes públicas, en todos los aspectos materiales. De igual manera, nada ha llamado nuestra atención que nos indique que existen riesgos que pueden comprometer la viabilidad financiera de la Compañía. Lo anterior, considerando que no se presenten cambios desfavorables en las variables macroeconómicas del país y/o en las condiciones comerciales de la Compañía (...)”²

De conformidad con lo expuesto en este informe, y en particular de lo encontrado en los documentos y registros presentados por el prestador, se tiene que:

A corte de diciembre 2015, la empresa transportó un volumen mensual promedio de 579.885 kpcd de un nominado promedio mensual de 580.539 kpcd, mostrando un cumplimiento del 99,89% en la entrega del gas. Su capacidad máxima de transporte es de 52.520 kpcd se encuentra contratada en un 58,4% mediante contrato de

² Informe de Viabilidad Financiera– Auditoría Externa de Gestión y Resultados Año 2015. Fuente: SUI, según resolución SSPD 20061300012295.

transporte en firme con Alcanos de Colombia, Gases del Oriente, Gases de Occidente, Perenco Colombia y otras GNV.

Así las cosas, además de gestionar seguimiento documental, se recomiendan realizar las visitas en campo como una opción para conocer los puntos críticos en detalle y adelantar las acciones para prevenir incidentes que se puedan presentar y así garantizar la continuidad en el servicio.

Además, se considera oportuno realizar un ejercicio de inspección y vigilancia puntual sobre la estrategia comercial de la empresa a fin de constatar el cumplimiento de toda la normatividad vigente en materia comercial, en especial aquella atinente a los contratos de transporte suscritos por la empresa para respaldar la atención de la demanda esencial.

La Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible no tuvo conocimiento de quejas comerciales significativas, por lo cual no ha sido necesario adelantar acciones específicas frente a la empresa respecto a este tema.

En términos generales la empresa PROGASUR S.A. E.S.P., da cumplimiento a la regulación en materia Comercial para el servicio de transporte de gas natural.

Proyectó: Luisa Fernanda Guzmán
Jaime A. Guerra P.
Heber Javier López B.
Gloria Patricia Cisneros Porras
Margareth Edith Pérez Barreto.

Revisó: Mauricio Ospina – Asesor Superintendencia Delegada para Energía y Gas.
Aprobó: José Fernando Plata Puyana - Superintendente Delegado para Energía y Gas.