

**EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES
GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.
GASUR S.A. E.S.P.**



Superservicios

Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA
ENERGÍA Y GAS COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GAS COMBUSTIBLE
Bogotá, octubre de 2019**

GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.

ANÁLISIS 2018

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P., en adelante GASUR, se constituyó en el año 1996 y se encuentra inscrita en el RUPS desde el 1 de enero de 1997. Desarrolla las actividades de Comercialización y Distribución de Gas Natural, y la actividad de Comercializador-Distribuidor por Red de Gas Licuado de Petróleo. El capital suscrito y pagado de la empresa es de \$328 millones.

Tabla 1 Datos Generales

Tipo de Sociedad	Anónima
Razón Social	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.
Sigla	GASUR S.A. E.S.P.
Representante Legal	Jorge Armando Castañeda Sáenz
Actividades desarrolladas	Comercialización y Distribución // Comercializador Distribuidor por Red
Año de entrada en operación	1997
Auditor – AEGR	ALFA & OMEGA - Consultorías y Proyectos S.A.S.
Servicios	Gas Natural // Gas Licuado de Petróleo - GLP
Fecha última actualización RUPS	29 de Marzo de 2019

Fuente: SUI.

2. ASPECTOS FINANCIEROS - ADMINISTRATIVOS

2.1 Aspectos Administrativos

GASUR es una sociedad anónima colombiana, privada, constituida como empresa de servicios públicos, cuyo domicilio principal es el municipio de Barbosa (Santander) y presta el servicio público de gas combustible por redes en los municipios de Barbosa, Bolívar, Cerrito, Chipata, Concepción, Jesús María, Molagavita, Onzaga, Palmas del Socorro, San José de Miranda y Sucre en el departamento de Santander, y Arcabuco, Boavita, Chitaraque, Covarachia, La Uvita, Santana, Soata, Tipacoque y Togui en el departamento de Boyacá..

La Empresa para el desarrollo de su actividad contó con una planta de personal a diciembre de 2018, de 38 empleados, los cuales se encontraban asignados a las áreas, administrativa y operativa de acuerdo a la información entregada en visita por parte del prestador; contando con el 68% de su fuerza de personal en el Área Operativa, tal cual se observa en la Tabla N°.2.

Tabla 2 Número de Empleados

Área	N°. de Empleados					
	2017	%	2018	%	2018	%
Administrativa	22	62,9%	17	44,7%	12	31,6%
Operativa	13	37,1%	21	55,3%	26	68,4%
Total	35	100%	38	100%	38	100%

Fuente: GASUR S.A. E.S.P.
Cálculo: Grupo Financiero DTGGC

2.2 Aspectos Financieros

La Superintendencia Delegada de Energía y Gas Combustible en el segundo semestre del año 2019, realizó el cálculo de la clasificación inicial de riesgo financiero con la última información disponible, es decir la información financiera de los años 2018 y 2017.

De acuerdo con lo anterior, es importante mencionar que según la Resolución SSPD No. 20191000006825 de 18 de marzo de 2019, la última fecha para el cargue de la información financiera del año 2018, fue el día 26 de abril de 2019, para los preparadores de la información financiera que se clasificaron en el grupo 2.

Así las cosas, se indica que GASUR es una empresa que se clasificó en grupo 2, es decir aplica el marco normativo NIIF para Pymes; sin embargo, la empresa certificó en SUI, sus estados financieros bajo el lenguaje XBRL fuera de las fechas estipuladas en el Resolución mencionada, exactamente el 28 de mayo de 2019.

En síntesis, de acuerdo con los indicadores calculados bajo la norma de información financiera - NIF, la clasificación inicial de riesgo según la metodología señalada en la resolución CREG 072 de 2002, y modificada por la resolución CREG 034 de 2004, es el siguiente:

Tabla 3 Clasificación inicial de riesgo financiero año 2018

GRUPO	INDICADOR	AÑO
		2018
RENTABILIDAD	Rentabilidad sobre Activos	2,2%
	Rentabilidad sobre Patrimonio	2,0%
	Flujo de Caja sobre Activos	-9,3%
LIQUIDEZ	Ciclo Operacional (días)	-74,5
	Cubrimiento de Gastos Financieros (veces)	2,5
	Razón Corriente (veces)	1,7

GRUPO	INDICADOR	AÑO
		2018
SOLIDEZ	Patrimonio sobre Activo	64,3%
	Pasivo Corriente sobre Pasivo Total	20,9%
	Activo Corriente sobre Activo Total	12,9%
RIESGO FINANCIERO		1

Fuente: SUI. Cálculo: DTGGC

De acuerdo con los resultados de la metodología regulatoria expuesta en la tabla anterior, GASUR presentó un nivel de riesgo financiero medio-bajo en la distribución de gas por redes, a 31 de diciembre de 2018, respecto al grupo en el que fue evaluado.

Teniendo en cuenta lo anterior, y antes de iniciar con el análisis respectivo, se aclara que el mismo se realizó con la información financiera del año 2018, para el servicio de Gas Combustible, reportada y certificada por la empresa en el Sistema Único de Información - SUI, el 28 de mayo de 2019, soportada con la información entregada en el desarrollo de la visita del 16 y 17 de mayo de 2019; es importante resaltar que, la información financiera entregada en la visita, cuenta con el aval de la Asamblea de Accionistas, según el acta N°. 31 del 30 de marzo de 2019, al igual que se encuentra dictaminada y certificada por el Representante Legal, el Revisor Fiscal y el Contador de la empresa.

2.2.1 Estado de Situación Financiera

En el Estado de Situación Financiera – ESF, se evidenció que los activos totales de GASUR están financiados principalmente por recursos internos, debido a que la concentración del pasivo respecto al activo es del 35,7%; por lo tanto, los recursos de fuente interna financian la inversión de la empresa en un 64,3%. Adicionalmente, se evidencia que la estructura de financiación tuvo una variación importante respecto al año 2018, la cual se encontraba en 56,8%.

2.2.1.1 Activos

Los activos de GASUR incrementaron en \$1.171 millones, un 12,8%, frente a lo alcanzado en el año 2017, explicado principalmente por el aumento de la propiedad, planta y equipo, en \$1.566 millones, un 21% del total de los activos, esto debido a que, en el año 2018, se realizó una nueva medición del valor de los activos, dando como resultado una mayor valorización de la RED de Gas Natural y Gas Licuado de Petróleo, a precios de unidad constructiva CREG por municipio. (NIIF 13: *Medición del Valor Razonable de los activos*); dicha variación en los activos, también fue producto, la disminución de las cuentas por cobrar por la prestación del servicio en el corto plazo, en un 83,1%.

Cabe resaltar que el incremento del Efectivo y equivalentes del efectivo, frente a lo reportado en el año 2017, en un 593%, el cual impacta el aumento de los activos de GASUR, se deriva principalmente del pago recibido de subsídios FSSRI por parte del Ministerio de Minas y Energía - MME, a finales del año 2018.

En complemento, se observa que los activos en su mayor proporción, se encuentran concentrados en el largo plazo con un 87% de la inversión de la empresa. Los principales activos de la empresa son: las propiedades, planta y equipo, en especial las redes, líneas y cables que tienen una participación en el activo total del 82%, equivalente a \$8.495 millones, seguido del efectivo y equivalentes al efectivo, con un 4,5%, \$465 millones y los deudores (CxC), soportado principalmente en los subsidiarios FSSRI lo cual asciende a los \$245 millones de pesos, un 2,4% del activo total de GASUR.

De otro lado se observa que los activos por impuestos corrientes, corriente, disminuyeron frente al año 2017, en \$43 millones, un 15,8%, esto derivado principalmente, porque GASUR ya no tiene saldo a favor por el impuesto al CREE que se traía de años anteriores.

Tabla 4 Estado de Situación Financiera Comparativo 2018 vs 2017
ACTIVO

	Año 2018	Part. %	Año 2017	Part. %	Δ % 2018-2017
Estado de Situación Financiera por Servicio [partidas]					
Activos [resumen]					
Activos corrientes [resumen]					
Efectivo y equivalentes al efectivo	\$ 465.011.000	4,5%	\$ 67.139.000	0,7%	592,6%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes [Resumen]					
Cuentas Comerciales por Cobrar por Prestación de Servicios públicos corrientes	\$ 86.814.000	0,8%	\$ 514.184.000	5,6%	-83,1%
Otras cuentas por cobrar corrientes	\$ 216.276.000	2,1%	\$ 841.345.000	9,2%	-74,3%
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	\$ 303.090.000	2,9%	\$1.355.529.000	14,8%	-77,6%
Inventarios corrientes	\$ 333.408.000	3,2%	\$ 29.608.000	0,3%	1026,1%
Activos por impuestos corrientes, corriente	\$ 228.695.000	2,2%	\$ 271.617.000	3,0%	-15,8%
Total de activos corrientes	\$ 1.330.204.000	12,9%	\$1.723.893.000	18,8%	-22,8%
Activos no corrientes [resumen]					
Propiedades, planta y equipo	\$9.012.410.000	87,1%	\$7.446.069.000	81,2%	21,0%
Activos intangibles distintos de la plusvalía	\$ 0	0,0%	\$ 1.419.000	0,0%	-100%
Total de activos no corrientes	\$9.012.410.000	87,1%	\$7.447.488.000	81,2%	21,0%
Total de activos	\$10.342.614.000	100%	\$9.171.381.000	100%	12,8%

Fuente: SUI

Cálculo: Grupo Financiero DTGGC

2.2.1.2 Pasivos

En el pasivo de la empresa, se evidencia una disminución de \$271 millones, un 6,8%, frente al año 2017, producto del detrimento de las cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes, en más de \$400 millones, un 44,8% frente a lo reportado en el año 2017, derivado del cumplimiento de las obligaciones que terceros han adquirido con GASUR.

Los pasivos de GASUR están concentrados en su mayor proporción en el largo plazo con el 79,1% de la deuda de la empresa. Los principales conceptos que impactan los pasivos de la empresa, son los relacionados con las otras cuentas comerciales por pagar de largo plazo, con un 39,5% del pasivo total, equivalente a \$1.457 millones, seguido del pasivo por impuestos diferidos de largo plazo con un 33,1%, \$1.223 millones y las cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes con un 14,1%, \$520 millones.

Tabla 5 Estado de Situación Financiera Comparativo 2018 vs 2017
PASIVO

		Año 2018	Part. %	Año 2017	Part. %	Δ % 2018-2017
Pasivos [resumen]						
Pasivos corrientes [resumen]						
Disposiciones actuales [resumen]						
	Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	\$ 101.996.000	2,8%	\$ 91.765.000	2,3%	11,1%
	Total provisiones corrientes	\$ 101.996.000	2,8%	\$ 91.765.000	2,3%	11,1%
Cuentas por pagar comerciales y otras cuentas por pagar corrientes [Resumen]						
	Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	\$ 520.115.000	14,1%	\$942.271.000	23,8%	-44,8%
	Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	\$ 520.115.000	14,1%	\$942.271.000	23,8%	-44,8%
	Pasivos por impuestos corrientes, corriente	\$ 103.597.000	2,8%	\$187.658.000	4,7%	-44,8%
	Otros pasivos financieros corrientes	\$ 48.116.000	1,3%	\$ 108.435.000	2,7%	-55,6%
	Pasivos corrientes totales	\$ 773.824.000	20,9%	\$1.330.129.000	33,6%	-41,8%
Pasivos no corrientes [resumen]						
	Otras cuentas comerciales por pagar no corrientes	\$ 1.457.488.000	39,5%	\$1.123.860.000	28,3%	29,7%

	Año 2018	Part. %	Año 2017	Part. %	Δ % 2018-2017
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	\$ 1.457.488.000	39,5%	\$1.123.860.000	28,3%	29,7%
Pasivo por impuestos diferidos	\$ 1.222.493.000	33,1%	\$1.222.493.000	30,8%	0,0%
Otros pasivos no financieros no corrientes	\$ 240.000.000	6,5%	\$288.073.000	7,3%	-16,7%
Total de pasivos no corrientes	\$ 2.919.981.000	79,1%	\$2.634.426.000	66,4%	10,8%
Total pasivos	\$ 3.693.805.000	100%	\$3.964.555.000	100%	-6,8%

Fuente: SUI
Cálculo: Grupo Financiero DTGGC

2.2.1.3 Patrimonio

El patrimonio de la empresa aumentó en \$1.442 millones, un 27.7%, derivado principalmente de la recuperación de las ganancias (pérdidas) del año fiscal.

Tabla 6 Estado de Situación Financiera Comparativo 2018 vs 2017
PATRIMONIO

	Año 2018	Part. %	Año 2017	Part. %	Δ % 2018-2017
Patrimonio [resumen]					
Capital emitido	\$328.765.000	4,9%	\$328.765.000	6,3%	0,0%
Ganancias acumuladas	-\$40.377.000	-0,6%	-\$283.333.000	-5,4%	-85,7%
Reserva legal	\$78.198.000	1,2%		0,0%	100%
Otras reservas		0,0%	\$78.198.000	1,5%	-100%
Otras partidas patrimoniales (ORI)	\$6.282.223.000	94,5%	\$5.083.196.000	97,6%	23,6%
Total patrimonio	\$6.648.809.000	100%	\$5.206.826.000	100%	27,7%

Fuente: SUI
Cálculo: Grupo Financiero DTGGC

2.2.2 Estado de Resultados Integral

En el Estado de Resultados Integral del año 2018, se observa que los ingresos de la operación de GASUR frente al año 2017, descritos como ingresos de actividades ordinarias, disminuyeron en un 23,3%, equivalente a \$1.411 millones, principalmente por la comercialización de Gas Natural (\$804 millones); a su vez, los costos de ventas también se redujeron en \$1.385 millones, un 29,2%, principalmente por la variación del costo de ventas del servicio de gas natural, de \$1.040 millones de pesos, un 52,2%.

Estas variaciones, generaron en el resultado integral del año 2018, un aumento en las pérdidas de GASUR, en lo que concierne a la prestación del servicio público, de \$51

millones, un 61,7% frente al año 2017; es importante aclarar que los ingresos percibidos para el año 2018, por la prestación del servicio público de gas combustible concentran el 90% del total de los ingresos de actividades ordinarias de la empresa.

Tabla 7 Estado de Resultados Integral 2018 vs 2017

	Año 2018	Part. %	Año 2017	Part. %	Δ % 2018-2017
Estado de Resultados Integral por Servicio [partidas]					
Ganancia (pérdida) [resumen]					
Ingresos de actividades ordinarias	\$4.651.342.000	100,0%	\$6.062.479.000	100%	-23,3%
Costo de ventas	\$3.360.689.000	72,3%	\$4.745.429.000	78,3%	-29,2%
Ganancia bruta	\$1.290.653.000	27,7%	\$1.317.050.000	21,7%	-2,0%
Otros ingresos	\$ 7.376.000	0,2%	\$2.136.000	0,0%	245,3%
Gastos de administración	\$1.294.642.000	27,8%	\$1.129.992.000	18,6%	14,6%
Costos financieros	\$137.860.000	3,0%	\$58.253.000	1,0%	136,7%
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	-\$134.473.000	-2,9%	\$130.941.000	2,2%	-202,7%
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	\$ 0	0,0%	\$214.090.000	3,5%	-100%
Ganancia (pérdida) procedente de operaciones continuadas	-\$134.473.000	-2,9%	-\$83.149.000	-1,4%	61,7%
Ganancia (pérdida)	-\$134.473.000	-2,9%	-\$83.149.000	-1,4%	61,7%

Fuente: SUI

Cálculo: Grupo Financiero DTGGC

2.2.3 Estado de Flujo de Efectivo

El Estado de Flujo de Efectivo del año 2018, permite observar que la empresa tuvo un comportamiento satisfactorio en el movimiento de efectivo del año 2018, en las partidas operacionales, de inversión y de financiación, que permitió generar recursos de \$465 millones y así, garantizar la correcta prestación del servicio.

Estos recursos se derivan de los ajustes que se realizaron para conciliar la ganancia de la empresa en el periodo analizado, producto principalmente de los generados por los gastos de depreciación y amortización, equivalentes a \$258 millones, al incremento de las otras cuentas por pagar de origen comercial, que ascendieron a \$371 millones y que no fueron pagados, y de la disminución de las cuentas por cobrar de origen comercial que fueron de \$648 millones.

De otro lado, es importante resaltar que los recursos generados por la empresa, por un valor de \$58 millones, se utilizaron para la compra de propiedades, planta y equipo.

Tabla 8 Estado de Flujo de Efectivo años 2018 y 2017

	Año 2018	2017
Estado de Flujo de Efectivo por Servicio [partidas]		
Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de operación [resumen]		
Ganancia (pérdida)	\$81.818.000	\$294.280.000
Ajustes para conciliar la ganancia (pérdida) [resumen]		
Ajustes por gasto por impuestos a las ganancias	\$ 0	\$214.089.000
Ajustes por disminuciones (incrementos) en los inventarios	-\$303.800.000	\$ 0
Ajustes por la disminución (incremento) de cuentas por cobrar de origen comercial	\$647.652.000	-\$363.229.000
Ajustes por disminuciones (incrementos) en otras	\$42.923.000	\$ 0

		Año 2018	2017
	cuentas por cobrar derivadas de las actividades de operación		
	Ajustes por el incremento (disminución) de cuentas por pagar de origen comercial	-\$204.856.000	\$181.395.000
	Ajustes por incrementos (disminuciones) en otras cuentas por pagar derivadas de las actividades de operación	-\$370.594.000	\$0
	Ajustes por gastos de depreciación y amortización	\$257.712.000	\$252.323.000
	Total ajustes para conciliar la ganancia (pérdida)	\$69.037.000	\$284.578.000
	Impuestos a las ganancias reembolsados (pagados)		-\$62.943.000
	Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	\$150.855.000	\$641.801.000
	Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de inversión [resumen]		
	Compras de propiedades, planta y equipo	-\$57.683.000	-\$96.296.000
	Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-\$57.683.000	-\$96.296.000
	Flujos de efectivo procedentes de (utilizados en) actividades de financiación [resumen]		
	Importes procedentes de préstamos	\$336.074.000	\$0
	Otras entradas (salidas) de efectivo	-\$31.374.000	-\$799.622.000
	Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	\$304.700.000	-\$799.622.000
	Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	\$397.872.000	-\$254.117.000
	Efectos de la variación en la tasa de cambio sobre el efectivo y equivalentes al efectivo [resumen]		
	Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	\$397.872.000	-\$254.117.000
	Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	\$67.139.000	\$67.139.000
	Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	\$465.011.000	\$67.139.000

Fuente: SUI

Cálculo: Grupo Financiero DTGGC

2.3 Gestión de Riesgos

La empresa tiene definido los lineamientos para realizar la identificación, evaluación y control a los riesgos más relevantes que podrían afectar los procesos de GASUR; estos lineamientos están divididos tanto para el servicio de Gas Natural como para el servicio de GLP, en el marco del servicio de Gas Combustible por Redes, así:

Tabla 9 Etiquetas Nivel de Riesgo

-	0	←	Por valorar
1	- 1	←	Aceptable
2	- 2	←	Mejorable
3	- 4	←	No Aceptable
5	- 9	←	Intolerable

Fuente: GASUR

Tabla 10 Matriz de Riesgos de Gas Natural

		RIESGO		PROBABILIDAD DE OCURRENCIA		MAGNITUD DEL IMPACTO		CONTROL		
Macroproceso	Proceso	Descripción	Nivel Riesgo	V/r	Calidad	V/r	Calidad	Descripción	V/r	Calidad

		RIESGO		PROBABILIDAD DE OCURRENCIA		MAGNITUD DEL IMPACTO		CONTROL		
Macroproceso	Proceso	Descripción	Nivel Riesgo	V/r	Calidad	V/r	Calidad	Descripción	V/r	Calidad
Financiera	Contabilidad	Mal cálculo tarifario	6	2	Media	3	Alto	Se hace el análisis en la empresa y se confirma con el proceso del Software Empresarial Integrin.	1	Eficiente
Financiera	Planeación estratégica	Iliquidez por demora pago de subsidios	6	3	Alta	2	Medio	Se recurre a préstamos Bancarios.	1	Eficiente
Comercial	Control de calidad del servicio	Aplicación de Compensaciones por DES (Duración Equivalente de Interrupción del Servicio) no se aplican	9	3	Alta	3	Alto	Se ha exigido a la Empresa de Software que implementara esa opción en el sistema. Se estima ya su integración para primer trimestre del 2018.	3	Inexistente
Comercial	Atención al cliente	No se revisan las causas de Desviaciones halladas	6	3	Alta	2	Medio	Se programa la revisión y se confirma su realización mediante soporte cliente (procedimiento estandar)	1	Eficiente
Comercial	Control de calidad del servicio	El IRST (Índice de Respuesta al Servicio Técnico) no está dentro de los parámetros	9	3	Alta	3	Alto	Se ha contratado más personal, con medio de transporte motorizado, a fin de prestar atención oportuna.	1	Eficiente
Administrativo	Gestión Legal	Cambios en el entorno regulatorio	6	2	Media	3	Alto	Se vive consultando las regulaciones que emiten las Entidades y se realiza capacitación entre los empleados	1	Eficiente

Fuente: GASUR

Tabla 11 Matriz de Riesgos de GLP

		RIESGO		PROBABILIDAD DE OCURRENCIA		MAGNITUD DEL IMPACTO		CONTROL		
Macroproceso	Proceso	Descripción	Nivel Riesgo	V/r	Calidad	V/r	Calidad	Descripción	V/r	Calidad
Financiera	Contabilidad	Mal cálculo tarifario	6	2	Media	3	Alto	Se hace el análisis en la empresa y se confirma con el proceso del Software Empresarial Integrin.	1	Eficiente
Financiera	Planeación estratégica	Iliquidez por demora pago de subsidios	6	3	Alta	2	Medio	Se recurre a préstamos Bancarios.	1	Eficiente
Técnica y Operativa	Coordinación de transporte	No llega el suministro de gas GLP debido a las plantas por problemas del Carro Tanque Transportador	6	2	Media	3	Alto	Se cuenta con varios proveedores de transporte en caso de que el transportador inicial no pueda entregar a tiempo el gas GLP comprado. Los	1	Eficiente

		RIESGO		PROBABILIDAD DE OCURRENCIA		MAGNITUD DEL IMPACTO		CONTROL		
Macroproceso	Proceso	Descripción	Nivel Riesgo	V/r	Calidad	V/r	Calidad	Descripción	V/r	Calidad
								transportes se programan con suficiente tiempo para facilitar procesos mecánicos de Desvare del Transportador		
Técnica y Operativa	Control de calidad del servicio	Aplicación de Compensaciones por DES (Duración Equivalente de Interrupción del Servicio) no se aplican	9	3	Alta	3	Alto	Se ha exigido a la Empresa de Software que implementara esa opción en el sistema. Se estima ya su integración para primer trimestre del 2018.	3	Inexistente
Comercial	Atención al cliente	No se revisan las causas de Desviaciones halladas	6	3	Alta	2	Medio	Se programa la revisión y se confirma su realización mediante soporte cliente (procedimiento o estándar)	1	Eficiente
Administrativo	Gestión Legal	Cambios en el entorno regulatorio	6	2	Media	3	Alto	Se vive consultando las regulaciones que emiten las Entidades y se realiza capacitación entre los empleados	1	Eficiente

Fuente: GASUR

En la Matriz de Riesgos presentada por la empresa, se observan 12 Macroprocesos, que afectan el servicio de Gas Combustible por Redes (Gas Natural y GLP), discriminados así:

- **Gas Natural:** Riesgo Técnico Operativo (2), Financiero (2), Comercial (1) y Administrativo (1).
- **GLP por Red:** Riesgo Comercial (3), Financiero (2) y Administrativo (1).

Estos riesgos están catalogados como **riesgo intolerable** para la empresa, los cuales, en el caso de suceder, deben ser atendidos oportunamente para garantizar la prestación del servicio público, teniendo en cuenta el tipo de control asociado para mitigarlo en el menor tiempo posible.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P. opera como empresa Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural por Redes y como Comercializador – Distribuidor por Red para Gas Licuado del Petróleo GLP, para lo cual, hasta diciembre del año 2018 contaba con infraestructura de distribución en 20 municipios, ubicados en los departamentos de Boyacá y Santander y atendía a 13.961 suscriptores.

Tabla 12 Usuarios atendidos por El Prestador en Boyacá

Municipio	Suscriptores		
	No Residenciales	Residenciales	Total
ARCABUCO	49	510	559
BOAVITA	0	616	616
CHITARAQUE	5	270	275
COVARACHIA	0	141	141
LA UVITA	0	356	356
SANTANA	21	533	554
SOATA	1	1.658	1.659
TIPACOQUE	1	219	220
TOGUI	10	196	206
USUARIOS TOTALES			4.586

Fuente: Sistema Único de información - SUI

Tabla 13 Usuarios atendidos por El Prestador en Santander

Municipio	Suscriptores		
	No Residenciales	Residenciales	Total
BARBOSA	139	5574	5713
BOLIVAR	11	335	346
CERRITO	2	445	447
CHIPATA	6	344	350
CONCEPCION	2	698	700
JESUS MARIA	14	558	572
MOLAGAVITA	1	172	173
ONZAGA	0	360	360
PALMAS DEL SOCORRO	1	216	217
SAN JOSE DE MIRANDA	0	271	271
SUCRE	16	210	226
USUARIOS TOTALES			9.375

Fuente: Sistema Único de información - SUI

Para la prestación del servicio dispone de plantas de regulación de Gas Natural que son operadas por las empresas de transporte de gas; y bajo su operación, dispone de Plantas de Almacenamiento (PA) de GLP¹ y Estaciones de Regulación de Puerta Ciudad (ERPC)², con fechas de inicio de operaciones, como se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 14 Plantas de Almacenamiento con Inicio de Operaciones

Departamento	Municipio	Fecha inicio Operación	Tipo
Santander	Cerrito	03/07/2015	P.A.
Santander	Concepción	08/12/2012	P.A.
Santander	San José de Miranda	02/01/2012	P.A.
Santander	Onzaga	01/08/2012	P.A.
Santander	Palmas de Socorro	20/08/2012	P.A.
Boyacá	Covarachía	20/12/2014	P.A.
Boyacá	Tipacoque	27/09/2013	P.A.

¹ P.A. Planta de Almacenamiento de GLP

² E.R.P.C. Estación de Regulación de Puerta Ciudad o City Gate

Departamento	Municipio	Fecha inicio Operación	Tipo
Boyacá	Soatá	15/08/2016	E.R.P.C.
Boyacá	Boavita	15/08/2016	E.R.P.C.

Fuente: Sistema Único de información - SUI

Las conexiones de sus sistemas de distribución con Gas Natural se hacen directamente al Sistema Nacional de Transporte de Gas Natural con lo cual se obtiene un suministro permanente de gas, a los sistemas de distribución que operan con Gas Natural. A continuación, se muestra la distribución de los mercados atendidos, de acuerdo con el tipo de gas que es suministrado a cada uno de los sistemas operados por El Prestador.

Tabla 15 Mercados Atendidos

Tipo de gas	Departamento	Municipio
GAS NATURAL	15-BOYACA	15051-ARCABUCO
		15185-CHITARAQUE
		15686-SANTANA
		15816-TOGUI
	68-SANTANDER	68077-BARBOSA
		68101-BOLIVAR
		68179-CHIPATA
		68368-JESUS MARIA
GLP por Red	15-BOYACA	15218-COVARACHIA
		15810-TIPACOQUE
	68-SANTANDER	68162-CERRITO
		68207-CONCEPCION
		68468-MOLAGAVITA
		68502-ONZAGA
		68524-PALMAS DEL SOCORRO
		68684-SAN JOSE DE MIRANDA
GNC	15-BOYACA	15097-BOAVITA
		15403-LA UVITA
		15753-SOATA

Fuente: SUI

3.1 Índices De Calidad

A la fecha de elaboración del presente informe, la empresa GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P. dio cumplimiento al cargue de información correspondiente al año 2018, relacionados con interrupciones al servicio, compensaciones, índice de respuesta al servicio técnico y consolidado de indicadores de calidad, plazos que se encuentran regulados por medio de la Resolución CREG 100 de 2003³, donde se adoptan los estándares de calidad para sistemas de distribución por redes de tubería, el referente al nivel de concentración mínima de Índice de Odorización – IO y los parámetros de medida para el indicador Índice de Presión de Líneas Individuales – IPLI, y por la Circular Conjunta SSPD–CREG 001 de 2006, donde se dan indicaciones con respecto a los formatos y mecanismos para reporte de información al Sistema Único de Información.

³ Modificada por las Resoluciones CREG N° 9 de 2005 y CREG N° 5 de 2006

3.1.1 Duración Equivalente de Interrupción del Servicio (DES)

Para el año 2018, el prestador reportó interrupciones del servicio en el SUI durante el mes de octubre, las cuales fueron registrados en el formato C1, aludidos en la circular SSPD–CREG 001 de 2006. No obstante, es pertinente indicar que la información para los formatos C2. *COMPENSACIONES RESIDENCIAL NO RESIDENCIAL* y C3. *INFORMACIÓN SUSPENSIONES PROGRAMADAS*, se encuentran certificados como no Aplica para el año 2018.

3.1.2 Índice de Presión en Líneas Individuales (IPLI)

En el análisis del Formato T4 de la Circular SSPD – CREG 001 de 2006, se encontraron desviaciones en las mediciones de los niveles de presión dinámica para el suministro de gas combustible por redes, dado que no se ajustan a los estándares de calidad solicitados por la Resolución CREG 100 de 2003. La información se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 16 Índice de Presión el Líneas Individuales

Combustible	Muestra	N.C. ⁴	% N.C.
Gas Natural	822	1	0.12
GLP	546	163	29.85

Fuente: SUI

La DTGGC encontró que la anterior información no corresponde con lo informado por el auditor externo en el informe de gestión y resultados del año 2018. En este orden de ideas, se requirió a la empresa *ALFA & OMEGA – Consultorías y Proyectos S.A.S.*⁵ por medio del comunicado SSPD N° 20192300879661 del 18 de octubre de 2019, para que justifique las diferencias entre la información reportada al SUI con lo expresado en el aludido informe de gestión y resultados para el IPLI.

3.1.3 Índice de Odorización (IO)

El Prestador utiliza Mercaptano como sustancia odorante para el GLP y Tetrahidrotiofeno para el Gas Natural y las mediciones son realizadas a través del método cuantitativo. En cuanto a la revisión del Formato T4 de la Circular SSPD – CREG 001 de 2006, se encontraron desviaciones en las mediciones a niveles de odorización para el suministro de gas combustible por redes, dado que no se ajustan a los estándares de calidad solicitados por la Resolución CREG 100 de 2003. La información se muestra en la siguiente tabla:

Tabla 17 Índice de Odorización

Combustible	Muestra	N.C.	% N.C.
Gas Natural	822	6	0.73
GLP	546	0	0

Fuente: SUI

La DTGGC encontró que la anterior información no corresponde con lo informado por el auditor externo en el informe de gestión y resultados del año 2018. En este orden de

⁴ N.C. se refiere a la cantidad de mediciones que fueron No Conformes, con los estándares de la Resolución CREG 100 de 2003

⁵ Auditor Externo de Gestión y Resultados

ideas, se requirió a la empresa *ALFA & OMEGA – Consultorías y Proyectos S.A.S.*⁶ por medio del comunicado SSPD N° 20192300879661 del 18 de octubre de 2019, para que justifique las diferencias entre la información reportada al SUI con lo expresado en el aludido informe de gestión y resultados para el IO.

3.1.4 Índice de Respuesta de Servicio Técnico (IRST)

El indicador IRST es el porcentaje de solicitudes, por tipo de evento, cuyo tiempo de atención está dentro del valor definido por la CREG como parámetro de referencia. En la revisión del formato T2 de la Circular SSPD–CREG 001 de 2006, se encontró que dentro de los casos clasificados como emergencia⁷, y específicamente para el registro con Radicado Recibido N° 1360 del 9 de marzo de 2018, el prestador tardó más de una hora en llegar al sitio donde se presentó la emergencia (tiempo contabilizado desde el momento en que se registra el evento, hasta el momento en que el personal de la empresa hace presencia en el lugar del evento).

En este orden de ideas, el Índice de Respuesta de Servicio Técnico (IRST) no se cumplió al 100%; dado que el prestador no atendió todas las emergencias, dentro del tiempo definido en el numeral 5.7 del código de distribución de gas combustible por redes.

3.1.5 Acompañamiento a la medición de Estándares de Calidad para IPLI e IO

Durante los días 16 y 17 de mayo de 2019, la Dirección Técnica de Gestión de Gas realizó acompañamiento a las actividades de medición para estándares de calidad IPLI e IO que están dispuestos en el Resolución CREG 100 de 2003. Para este efecto, se realizó desplazamiento a los municipios de Arcabuco y Santana en el departamento de Boyacá, y Jesús María y Barbosa en el departamento de Santander.

Los comisionados hicieron la selección de los puntos para la toma de medidas, en general se buscó que los puntos de medición estuviesen en diferentes sectores de la red de distribución de cada municipio, tomando como criterio de selección las instalaciones ubicadas en las zonas perimetrales de la red, en las zonas comerciales de cada municipio y en inmediaciones de las Estaciones de Regulación – City Gate.

Los centros de medición seleccionados para realizar la medición de estándares de calidad para IPLI e IO fueron los siguientes:

Municipio de Barbosa – Santander.

- Medidor N° 211001770. Marca GTEC G1,6. Usuario: Luz Mila Cifuentes.
- Medidor N° 211001087. Marca GTEC G1,6. Usuario: María Esther Burbano.
- Medidor N° 14211006224. Marca GTEC G1,6. Usuario: Carmen Bohórquez Morales.
- Medidor N° 10211001366. Marca GTEC G1,6. Usuario: Edgar García Gómez.

Municipio de Santana – Boyacá

- Medidor N° 600156. Marca Gaoli G1,6. Usuario: Francisco Ruiz Ruiz.

⁶ Auditor Externo de Gestión y Resultados

⁷ Códigos IN (Incendio) y EN (Escape No Controlado) dispuestos en el Formato T2 del Anexo 2 de la Circular conjunta SSPD CREG N° 1 de 2006.

- Medidor N° 3171210620847. Marca Gold Card G1,6. Usuario: María Delfina López.
- Medidor N° 601430. Marca Gaoli G1,6. Usuario: Fanny Acevedo Velasco.
- Medidor N° 603240. Marca Gaoli G1,6. Usuario: Marco Pinzón Q.

Municipio de Jesús María – Santander.

- Medidor N° 211008746. Marca GTEC G1,6. Usuario: Margarita Romero.
- Medidor N° 211005724. Marca GTEC G1,6. Usuario: Misael Rojas.
- Medidor N° 4211008591. Marca GTEC G1,6. Usuario: Jorge Pérez Marín.
- Medidor N° 328338. Marca Metrex G1,6. Usuario: María Pérez Téllez.

Municipio de Arcabuco – Boyacá.

- Medidor N° 211001210. Marca GTEC G1,6. Usuario: Miryam Acero Avendaño.
- Medidor N° 129867. Marca Metrex G1,6. Usuario: Ana Ely Coy.
- Medidor N° 680771. Marca Yazaki G1,6. Usuario: María Robles.
- Medidor N° 68077290. Marca Yazaki G1,6. Usuario: Ana Isabel Bedoya.

Tabla 18 Mediciones IPLI e IO

Municipio	Medición IPLI	Cumple?	Medición IO	Cumple?
Barbosa	20	Si	84.8	Si
Barbosa	20	Si	59.0	Si
Barbosa	18	Si	30.3	Si
Barbosa	21	Si	50.1	Si
Santana	17	Si	114.7	Si
Santana	18	Si	42.0	Si
Santana	20	Si	29.7	Si
Santana	17	Si	50.6	Si
Jesús María	22	Si	26.1	Si
Jesús María	20	Si	55.5	Si
Jesús María	23	Si	47.7	Si
Jesús María	19	Si	26.5	Si
Arcabuco	23	Si	21.9	Si
Arcabuco	20	Si	17.2	No
Arcabuco	19	Si	25.5	Si
Arcabuco	20	Si	18.1	Si

Fuente: SUI

Se recuerda que los estándares de establecidos en la Resolución CREG 100 de 2003 y en sus modificaciones, son los siguientes:

Tabla 19 Referentes CREG para IPLI e IO

Indicador	Parámetro	Unidad
IPLI	16 – 23	mbar
IO	>18	mg/m ³

Fuente: SUI

En este orden de ideas, se determina que respecto de las mediciones a los estándares de calidad para el Índice de Presión de Línea Individual – IPLI y para el Índice de Odorización – IO, no cumplieron al 100% toda vez que la medición de odorización, tomado en el centro de medición, donde se ubica el medidor GTEC G1,6 N° 211001210, asociado a la cuenta de usuario 0601-0734-0000-6 y suscriptor Miryam Acero Avendaño, dio como resultado una concentración de 17,2 mg/m³.

3.2 Revisiones Periódicas

El prestador aportó información de usuarios con certificación de conformidad para instalaciones internas de gas combustible y también aportó lo correspondiente para aquellos que no la tienen. En la revisión de esta información se establece que el prestador cuenta con la base de datos y el sistema de información que trata el inciso vii) del numeral 5.23⁸ del Código de Distribución de Gas Combustible por Redes.

La empresa GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P. suministró documentación relacionada con el tópico técnico. A continuación, se muestra el resultado de la revisión hecha a la información que fue entregada por el prestador para la evaluación su operación como Comercializadora y Distribuidora de Gas Natural por Redes y como Comercializador – Distribuidor por Red para Gas Licuado del Petróleo GLP, durante la vigencia 2018, en el tópico técnico, así:

- Se verificó la existencia de los Planes de Contingencias y Plan de emergencias para el año 2018, de acuerdo con la NTC 3728.
- Se verificó la existencia de Procedimientos de operaciones y mantenimiento de redes para el año 2018.
- Se verificó la existencia y aplicación de Programas de mantenimiento de la red de distribución, para el año 2018, de acuerdo con la NTC 3728.
- Se verificó que el prestador realizó las actividades propuestas en el programa de mantenimiento y mantuvo los Registros de la ejecución de dichos mantenimientos y que hizo recorridos para detección de fugas; de acuerdo con lo indicado en el numeral 7.4.1 de la NTC 3728.
- Se verificó la existencia de pruebas de hermeticidad realizadas a las redes durante el año 2018.
- Se verificó que el prestador posee equipos para la medición de IPLI e IO y se verificó la existencia de certificados de calibración vigentes, de acuerdo con las recomendaciones del fabricante.
- Se verificó la ficha técnica del odorante utilizado, encontrando que su composición es de 100% tetrahidrotiofeno.
- Se verificó la existencia de planos As Built de redes y City Gate que sean operadas por El Prestador.
- Planos de las redes correspondientes a los municipios de Arcabuco, Boavita, Chitaraque, Covarachia, La Uvita, Santana, Soata, Tipacoque y Togui en el departamento de Boyacá, así como Barbosa, Bolivar, Cerrito, Chipatá, Concepción, Jesús María, Molagavita, Onzaga, Palmas del Socorro, San Jose de Miranda y Sucre en el departamento de Santander, donde El Prestador suministra el servicio de Gas Combustible por Redes. En los aludidos municipios se identificaron los anillos de incidencia y la ubicación de las válvulas de seccionamiento.
- Registros de las fallas reportadas (fugas, emergencias, calidad de la llama, incendio, interrupción del servicio).
- Registro de los ejercicios conjuntos para atención de emergencias, entre El Prestador y el cuerpo de Bomberos de cada municipio donde, El Prestador, suministra el servicio de gas combustible por redes.
- Relación de las cuentas de usuario con estado de suministro activo, que poseen Certificado de Conformidad con fecha de expedición menor a cinco años.

⁸ Numeral modificado por el artículo 9 de la Resolución 59 de 2012

- Relación de cuentas de usuario cuyo estado de suministro es sin servicio por no poseer certificado de conformidad con fecha de expedición menor a cinco años.
- Relación de cuentas de usuario cuyo estado de suministro es sin servicio por razones de seguridad diferentes a la certificación de conformidad.
- Listado de los organismos evaluadores de conformidad registrados en la empresa, para la certificación de instalaciones internas de gas combustible.
- Directorio telefónico con los números de contacto a Organismos de Prevención y Atención de Desastres, en los mercados atendidos por GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Gases del Sur de Santander S.A. E.S.P., atiende seis (6) mercados con gas por redes, los cuales se ubican en los departamentos de Santander y Boyacá, información consolidada en la tabla No. 20.

Tabla 20 Mercados Atendidos por GASUR S.A E.S.P.

TIPO DE GAS	MERCADO	MUNICIPIO
GAS NATURAL	SUR SANTANDER - BOYACÁ	ARCABUCO
		BARBOSA
		BOLIVAR
		CHIPATA
		CHITARAQUE
		JESUS MARIA
		SANTANA
		SUCRE
		TOGUI
GAS NATURAL COMPRIMIDO	BOAVITA	SOATA
		BOAVITA
		LA UVITA
GAS LICUADO DE PETROLEO	CERRITO	CONCEPCION
		SAN JOSE DE MIRANDA
		MOLAGAVITA
		CERRITO
	MOGOTES	ONZAGA
	OIBA	PALMAS
	TIPACOQUE	TIPACOQUE
	COVARACHIA	

Fuente, SUI

4.1 Suscriptores por Mercado y por Estrato

El número de suscriptores de la Empresa GASUR S.A. E.S.P., en los seis (6) mercados donde opera al finalizar las vigencias 2017 y 2018, se presentan en la Tabla No. 21.

Tabla 21 Suscriptores por Estrato y por Mercados 2018 - 2017

Tipo Usuario	Departamento	Mercado	Estrato	dic-18	dic-17	
REGULADO	BOYACA	Tipacoque	Estrato 2	353	353	
			Estrato 3	7	7	
			Comercial	1	1	
		Sur de Santander - Boyacá	Estrato 1	156	156	
			Estrato 2	1.242	1.183	
			Estrato 3	111	111	
			Comercial	77	72	
			Especial Educativo	8	8	
		Boavita	Estrato 1	811	788	
			Estrato 2	1.818	1.775	
			Estrato 3	1		
			Comercial	1		
	SANTANDER	Cerrito	Estrato 1	354	332	
			Estrato 2	1.206	1.199	
			Estrato 3	26	23	
			Comercial	5	4	
		Oiba	Estrato 1	8	5	
			Estrato 2	206	5	
			Estrato 3	2	3	
			Comercial	1		
		Mogotes	Estrato 1	17	20	
			Estrato 2	331	327	
			Estrato 3	12	11	
		Sur de Santander - Boyacá	Estrato 1	378	340	
			Estrato 2	3.912	3.775	
			Estrato 3	2.709	2.551	
			Estrato 4	22	14	
			Comercial	171	156	
				Especial Educativo	15	16
		TOTAL				13.961

Fuente, SUI

La información consolidada, muestra que la empresa a 31 de diciembre de 2018, contaba con 13.961 suscriptores, el 63.03% de ellos se concentran en el mercado de Sur de Santander - Boyacá, atendiendo un total de 8.801 suscriptores con gas natural; la participación del mercado Boavita alcanza el 18.84%, que corresponde a 2.631 suscriptores atendidos con gas natural comprimido (GNC), y los 2.528 suscriptores atendidos con gas licuado de petróleo (GLP) por redes de los mercados del Cerrito, Mogotes, Oiba y Tipacoque, representan el 18.10%.

De la tabla No. 21, se infiere en términos generales, que las mayores concentraciones de suscriptores atendidos por la empresa se encuentran en el estrato 2, con el 64.95% (9.068); seguida de los estratos 3 y 1, con 20,54% (2.868), y 12,35% (1.724), respectivamente.

A 31 de diciembre de 2017, la empresa tenía 13.235 suscriptores, según el registro al SUI, para la vigencia del 2018, la empresa agregó 726 cuentas de usuario adicionales.

4.2 Consumo

Conforme a la información cargada en el SUI, la empresa presenta para la vigencia del 2018, una disminución del 8,7% en la cantidad de metros cúbicos consumidos con

respecto al año 2017, información que se detalla en la Tabla No. 22.

Tabla 22 Total Consumo Años 2018 - 2017

Tipo de gas	Departamento	Mercado	Consumo m3	
			Año 2018	Año 2017
GAS NATURAL	BOYACA	Sur de Santander - Boyacá	596.625	655.234
		Boavita	390.665	430.433
	SANTANDER	Sur de Santander - Boyacá	1.326.613	1.473.911
GLP	BOYACA	Tipacoque	51.059	47.676
	SANTANDER	Cerrito	133.513	128.425
		Oiba	61.257	79.196
		Mogotes	115.176	114.866
		Total	2.674.908	2.929.741

Fuente, SUI

4.3 Mercado Mayorista

La empresa GASUR S.A. E.S.P., en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos (RUPS), para la vigencia 2018, registró las actividades de Distribución y Comercialización de gas natural.

La Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible, efectuó consulta al portal de la Bolsa Mercantil de Colombia, en su calidad de Gestor del Mercado de Gas Natural, en el Reporte al Sistema Electrónico del Gas Natural – SEGAS, en el cual no se encontró evidencia del registro de los contratos de suministro y transporte, desarrollados en torno a la Metodología de Comercialización Mayorista de Gas Natural para la empresa GASUR S.A. E.S.P., tal como lo establece la Resolución CREG 114 de 2017, en el artículo 6, párrafo 1, que dispone cumplir con la Información Transaccional Operativa, por tanto, la DTGGC, realizó requerimiento al prestador a través del radicado SSPD No. 20182301617991 del 20 de diciembre de 2018, y solicitó a la empresa inscribirse y así mismo registre todas las operaciones según las disposiciones vigentes.

El radicado anterior, fue atendido por el prestador mediante el oficio SSPD No. 20195290011422 del 9 de enero de 2019. Adicionalmente, mediante radicado SSPD No. 20195290107652 del 08 de febrero de 2019 la empresa indicó que se inscribió ante el gestor del mercado. Sobre estas dos comunicaciones, la DTGGC, en la comunicación SSPD No. 20192300073091 del 14 de febrero de 2019, señaló que, en el ámbito de sus funciones de inspección, vigilancia y control, está pendiente del registro de información de los contratos celebrados de suministro y transporte de la empresa.

En la visita efectuada en mayo de 2019, la empresa indicó que recibió capacitación en la Bolsa Mercantil de Colombia, para registrar cada una de las transacciones previa a la solicitud del acceso a la plataforma, para lo cual requirió capacitación a una de sus funcionarias.

No obstante, lo anterior, la empresa entregó copia del contrato de compraventa de derechos de gas natural bajo la modalidad en firme en el mercado secundario, fue suscrito con la empresa Simmer Colombia SAS ESP, con el cual se atiende el mercado de Sur Santander – Boyacá.

El contrato de suministro de gas natural comprimido en la planta de comprensión de Corrales, para los usuarios del mercado Boavita, fue firmado con la empresa VERAGAS SAS ESP.

4.4 Componentes Tarifarios

Con la metodología tarifaria aplicable, se busca remunerar vía tarifa, los diferentes agentes de la cadena de prestación del servicio, para lo cual se involucran los componentes de compras de gas –G, transporte –T, distribución de gas –D y comercialización – C, los cuales varían cada mes.

En términos generales, las principales causas de las variaciones de las tarifas, pueden darse, entre otros, por factores tales como el costo del gas, la tasa representativa del mercado – TRM, las condiciones económicas, de los contratos de compra y transporte de gas que adquieren los comercializadores, el origen y la trayectoria del gas comprado.

En cuanto a los costos de distribución y comercialización, es preciso indicar que corresponden a los valores aprobados por la CREG en resoluciones particulares para cada mercado relevante atendido, estos valores son actualizados mensualmente con el índice de precios al productor –IPP y el índice de precios al consumidor –IPC, respectivamente; adicionalmente, están afectados por un factor de productividad mensual definido por el Regulador.

De conformidad con la metodología tarifaria vigente, en el año 2018, los prestadores debieron aplicar lo dispuesto en la Resolución CREG 137 de 2013, *“Por la cual se establecen las Fórmulas Tarifarias Generales para la prestación del servicio público domiciliario de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados”*.

En los numerales 4.4.1 y 4.4.2., se analiza la información de costos y tarifas, el comportamiento de las componentes, teniendo en cuenta la información certificada al SUI por la empresa según lo dispuesto en la Circular Conjunta SSPD – CREG 001 de 2016, en los formatos: *“6024 y 1634 Componentes Tarifarios Aplicados Gas Combustible por Redes”*, en su calidad de Distribuidor-Comercializador de Gas Natural y GNC y GLP.

La información aquí analizada se agrupa teniendo en cuenta los componentes, se asocian los mercados atendidos por el prestador con gas natural y con gas natural comprimido y luego los mercados atendidos con gas licuado petróleo.

4.4.1 Componentes para GN y GNC

Componente de Suministro - G:

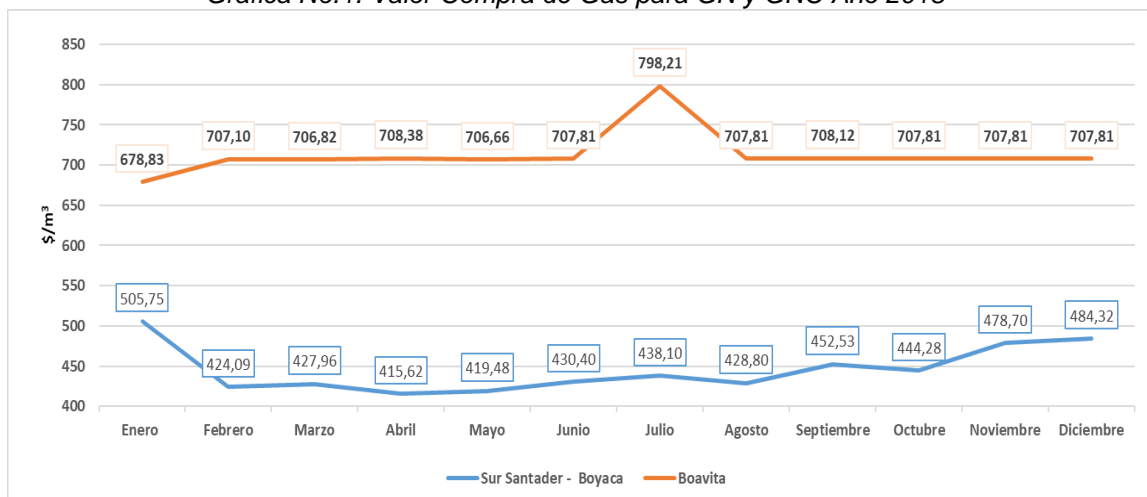
El promedio de componente de compra de gas natural en el mercado de Sur Santander – Boyacá, durante el año 2018 fue de 445.84 de $\$/m^3$, y para el mercado Boavita este valor se situó por encima de los 712.76 de $\$/m^3$.

El promedio de componente de compra de gas natural en el mercado de Sur Santander – Boyacá, durante el año 2018 fue de 445.84 de $\$/m^3$, el contrato de compraventa de derechos de gas natural bajo la modalidad en firme en el mercado secundario, fue suscrito con la empresa Simmer Colombia SAS ESP.

El contrato de suministro de gas natural comprimido en la planta de comprensión de Corrales, fue firmado con la empresa VERAGAS SAS ESP, el valor promedio, se sitió por encima de los 712.76 de $\$/m^3$.

El valor de la compra de gas, para gas natural y gas natural comprimido durante la vigencia del 2018, se presenta en la Gráfica No. 1.

Gráfica No. 1. Valor Compra de Gas para GN y GNC Año 2018



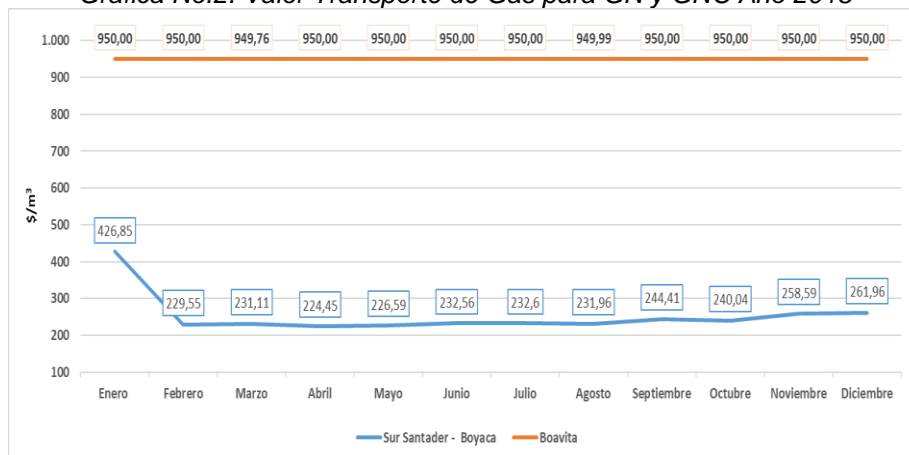
Fuente, SUI

Componente de Transporte - T:

La Gráfica No. 2, consolida el valor registrado por el prestador para el transporte para los mercados atendidos con gas natural y gas natural comprimido durante la vigencia del 2018, donde muestra, que para el mercado de gas natural, los usuarios en el mes de enero pagaron 426.85 $\$/m^3$, y desde febrero a diciembre el valor del transporte se sitió entre 230 $\$/m^3$ y 260 $\$/m^3$, para un promedio de 253 $\$/m^3$, y tal como lo muestra la gráfica el valor de este componente se puede decir que permanece estable.

Teniendo en cuenta los datos registrados en el SUI, el valor del transporte para los suscriptores atendidos con GNC, también mantiene una tendencia estable para el año 2018, con un promedio de 949.98 $\$/m^3$. La empresa tiene suscrito contrato de Transporte de Gas Natural Comprimido con la empresa MULTISERVICE CS S.A.S, con el fin de atender los municipios de Boavita, La Uvita y Sota, contrato que está suscrito desde septiembre de 2016.

Gráfica No.2. Valor Transporte de Gas para GN y GNC Año 2018



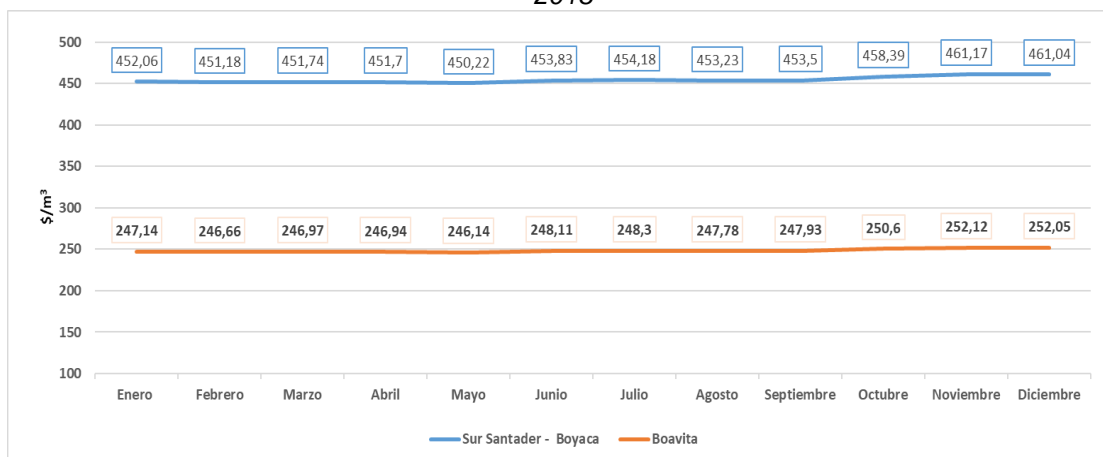
Fuente, SUI

Componente de Distribución - D:

La Comisión de Regulación de Energía y Gas, mediante las Resoluciones CREG 088 de 2004⁹ y CREG 075 de 2015¹⁰, aprobó los cargo de distribución, para lo cual, la empresa mes a mes, debe actualizarlos acorde con lo establecido en el artículo 7.8 de la Resolución CREG 011 de 2003 y artículo 12 de la Resolución CREG 202 de 2013.

La información registrada por el prestador, en el SUI y publicada en el diario de circulación nacional, muestra la evolución del cargo de distribución para los mercados de Sur Santander-Boyacá y Boavita y se observan en la gráfica No.3.

Gráfica No.3. Valor Componente de Distribución de Gas para GN y GNC Año 2018



⁹ Por la cual se aprueban el Cargo Promedio de Distribución del Sistema de Distribución de gas natural por red y el Cargo Máximo Base de Comercialización de gas natural por redes a usuarios regulados, para el mercado relevante conformado por los municipios de Barbosa, Bolívar, Chipatá, Jesús María y Sucre en el departamento de Santander; y Arcabuco, Chitaraque, San José de Pare, Santana y Toguí en el departamento de Boyacá, según solicitud tarifaria presentada por Gases del Sur de Santander S.A. E.S.P.

¹⁰ Por la cual se aprueba el cargo de distribución por uso del sistema de distribución de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados, para el mercado relevante conformado por los municipios de Boavita, La Uvita y Soatá en el departamento de Boyacá, según solicitud tarifaria presentada por GASUR S.A. E.S.P.

Fuente, SUI

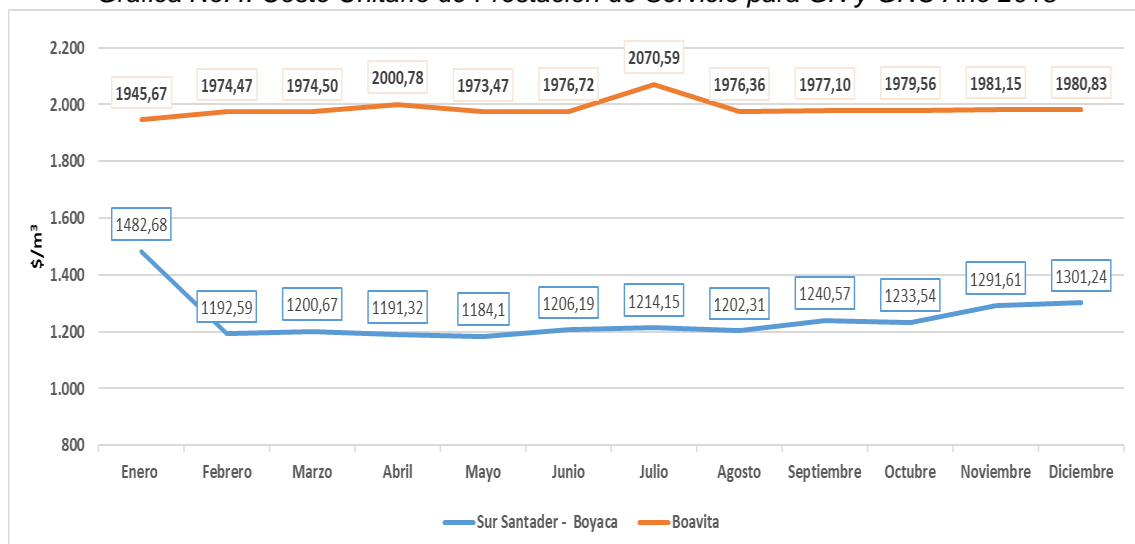
De manera general, y conforme a lo establecido en el artículo 5 de la Resolución CREG 75 de 2015, se observa que la empresa no está presuntamente cobrando el valor de la inversión efectuada en el mercado de Boavita, esto dado que se efectúa la indexación del valor de los cargos AOM. No obstante, lo anterior, la empresa tiene la potestad de cobrar un menor valor a lo establecido por la Comisión de Regulación de Energía y Gas.

De manera general, se observa que el valor de este componente crece conforme a la evolución del índice de Precios al Productor -IPP, en los dos mercados.

Costo Unitario de Prestación de Servicios CUV

Una vez calculado cada uno de los componentes, los prestadores deben aplicar lo definido en el artículo 4 de la Resolución CREG 137 de 2013, para hallar el Costo Unitario de Prestación del Servicio en su parte variable, como resulta de la aplicación de la fórmula en mención, el valor cobrado a los suscriptores de estos dos mercados se observa en la Gráfica No. 4.

Gráfica No.4. Costo Unitario de Prestación de Servicio para GN y GNC Año 2018



Fuente: SUI

Se observa que la tendencia del CUV, de los mercados atendidos con GN y GNC, conserva el comportamiento del componente de compra de gas. En promedio los usuarios del mercado de Sur Santander – Boyacá, pagaron un valor de 1.245 \$/m³, mientras que los usuarios del mercado de Boavita, el promedio se situó en 1.984.27 \$/m³.

Componente de Comercialización C:

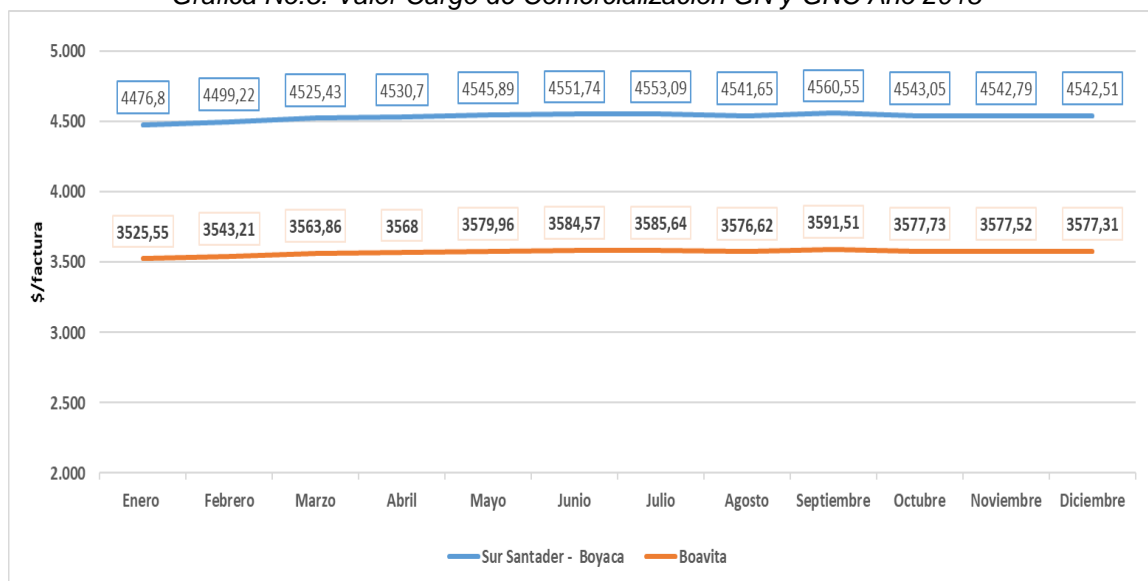
Para el mercado de Sur Santander- Boyacá, en la misma Resolución 088 de 2004, fue aprobado el cargo de comercialización, para el caso del mercado de Boavita, estos fueron establecidos mediante la Resolución CREG 076 de 2015¹¹, en ambos casos la

¹¹ Por la cual se aprueba el cargo máximo base de comercialización de gas combustible por redes de tubería a usuarios regulados, para el mercado relevante conformado por los municipios de Boavita, La

actualización del componente de comercialización, se debe efectuar teniendo en cuenta lo definido en el artículo 24 de la Resolución CEG 011 de 2003, esto es, el valor se indexa con el Índice de Precios al Consumidor IPC, los datos de este componente, están dado en \$/factura y remunera las diferentes actividades que hace el prestador para gestionar la factura y llevarla al lugar residencia del suscriptor y la atención de las reclamaciones.

El valor promedio de este componente se encuentra en la Gráfica No.5, y se sitúan en 4.534,45 \$/factura y 3.570,96 \$/factura, para los dos mercados atendidos con GN y GNC respectivamente.

Gráfica No.5. Valor Cargo de Comercialización GN y GNC Año 2018



Fuente: SUI

4.4.2 Comportamiento de los Componentes para los mercados atendidos con GLP

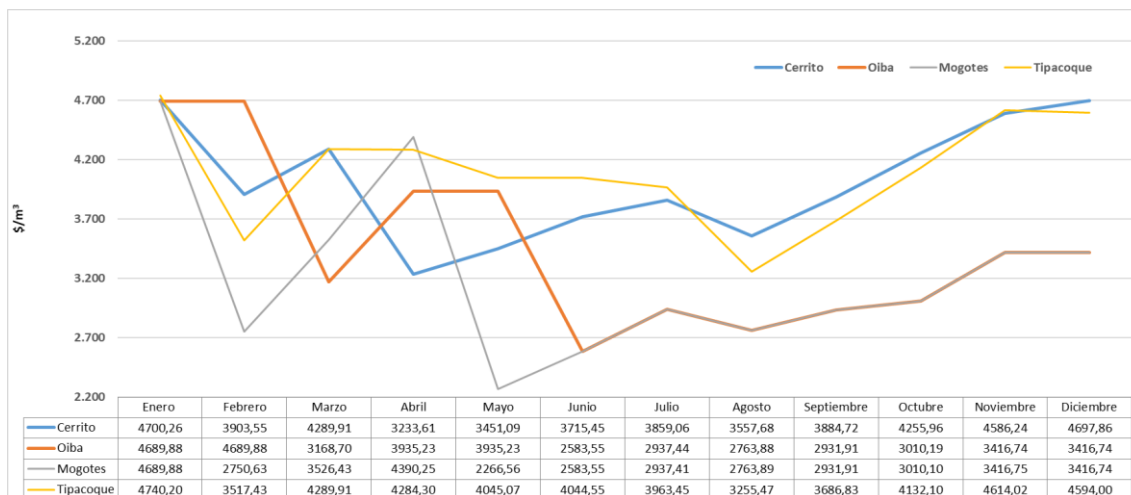
Componente de Suministro de gas- G:

El valor de la compra de gas en GLP, ésta asociado con los contratos celebrados por parte de la empresa GASUR S.A. E.S.P. con las empresas Comercializadora Mayorista, Unigas de Colombia S.A. E.S.P., Nortesantandereana de Gas, dos contratos y con Compañías Asociadas de Gas ASOGAS S.A. E.S.P., las cuales suministran el GLP para atender la demanda de los cuatro mercados atendidos con este tipo de gas, esto es, para Cerrito, Oiba, Mogotes y Tipacoque,

El comportamiento del componente de suministro de GLP, se detalla en la gráfica No. 6.

Uvita y Soatá en el departamento de Boyacá, según solicitud tarifaria presentada por GASUR S.A. E.S.P.

Gráfica No.6. Valor Compra de Gas para GLP - Año 2018



Fuente: SUI

De la gráfica anterior, en términos generales se puede observar que el valor del componente de la compra del GLP, presenta varias oscilaciones; esto es, en el mes de enero de 2018, se presentó el mayor valor promedio de todo el 2018, el cual alcanzó los 4.705.06 \$/m³, y en agosto se presenta el promedio más bajo en estos cuatro mercados, alcanzando un valor promedio de 3.085.23 \$/m³. Vale la pena observar que, durante la vigencia del 2018, los suscriptores del mercado de Mogotes, en mayo se paga el menor valor de gas de todo el año que se situó en 2.266,56 \$/m³.

Componente de Transporte - T:

Para todos los mercados atendidos con GLP por parte de la empresa GASUR S.A. E.S.P., el componente de transporte durante el 2018, se situó en 633 \$/m³, este valor no presentó variación alguna.

La empresa tiene firmado contrato para el transporte de GLP desde el 25 de noviembre de 2016, con la señora Jenny Paola Castañeda Quintana.

Componente de Distribución - D:

La tabla 23, contiene los cargos de distribución aprobados al prestador, para los mercados donde opera con GLP.

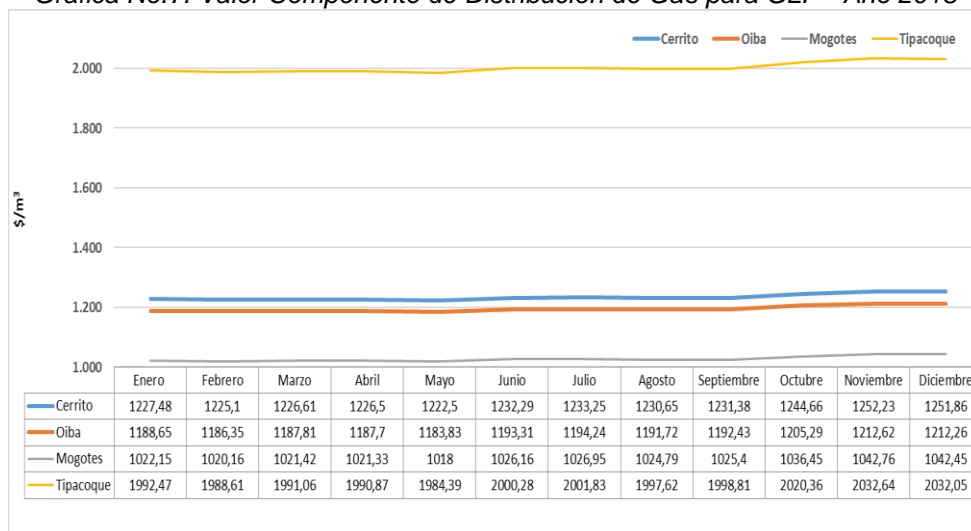
Tabla 23 Resoluciones CREG aprobación de Cargos de Distribución para GLP – GASUR S.A. E.S.P. Año 2018

Resolución CREG	MERCADO	Municipio	Valor D	Valor Inv ESP	Gastos AOM	Fecha
No 129 de 2011	Cerrito	Cerrito, Concepción, San José de Miranda, San Miguel y Molagavita	926,98	722,85	204,13	31/12/2005
No 130 de 2011	Oiba	Oiba y Palmas del Socorro	417,21	319,18	98,03	31/12/2005
No 131 de 2011	Onzaga	Mogotes, Onzaga y San Joaquin	926,98	722,85	204,13	31/12/2005
No 074 de 2013	Tipacoque	Tipacoque, Covarachia, Sativanorte y Susacón.	1811,83	1393,28	418,55	31/12/2011

Fuente: CREG

Conforme a la regulación vigente este cargo de distribución debe ser actualizado según lo establecido en el artículo 7.8 de la Resolución CREG 011 de 2003, dado que las Resoluciones fueron emitidas antes de la Resolución CREG 202 de 2013. El comportamiento del valor del cargo de distribución en cada uno de los mercados, datos que se encuentran consolidados en la Gráfica No. 7.

Gráfica No.7. Valor Componente de Distribución de Gas para GLP - Año 2018



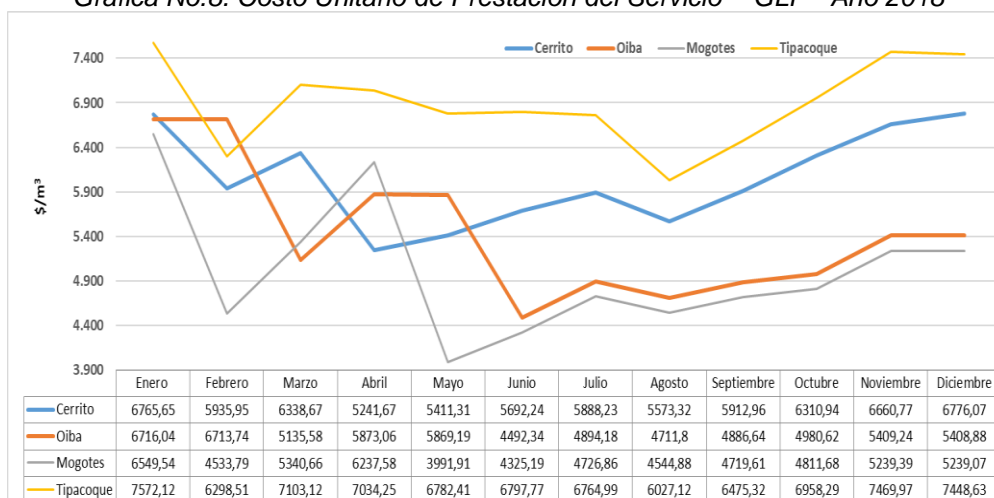
Fuente: SUI

Componente de Costo Unitario de Prestación de Servicio CUV

El costo unitario de prestación del servicio, variable para los mercados operados con GLP, sigue el mismo patrón que los costos para las compras de gas. Se observa que, en promedio, el valor más alto del CUV se situó en el mercado de Tipacoque, y el más bajo en el mercado de Mogotes, con promedio que alcanzaron los 6.894.38 $\$/m^3$ y 5.021.68 $\$/m^3$ respectivamente.

La evolución del CUV, para los mercados atendidos con GLP durante el año 2018, se presenta en la Gráfica No. 8.

Gráfica No.8. Costo Unitario de Prestación del Servicio - GLP - Año 2018



Fuente: SUI

Componente de Costo de Comercialización C:

Los cargos de comercialización para cada uno de los mercados fueron aprobados, mediante las Resoluciones detalladas en el componente de distribución, los valores aprobados para este componente se registran en la Tabla No. 24, vale la pena mencionar que el valor aprobado de los tres primeros mercados es a 31 diciembre de 2005 y para el último mercado a 31 de diciembre de 2011.

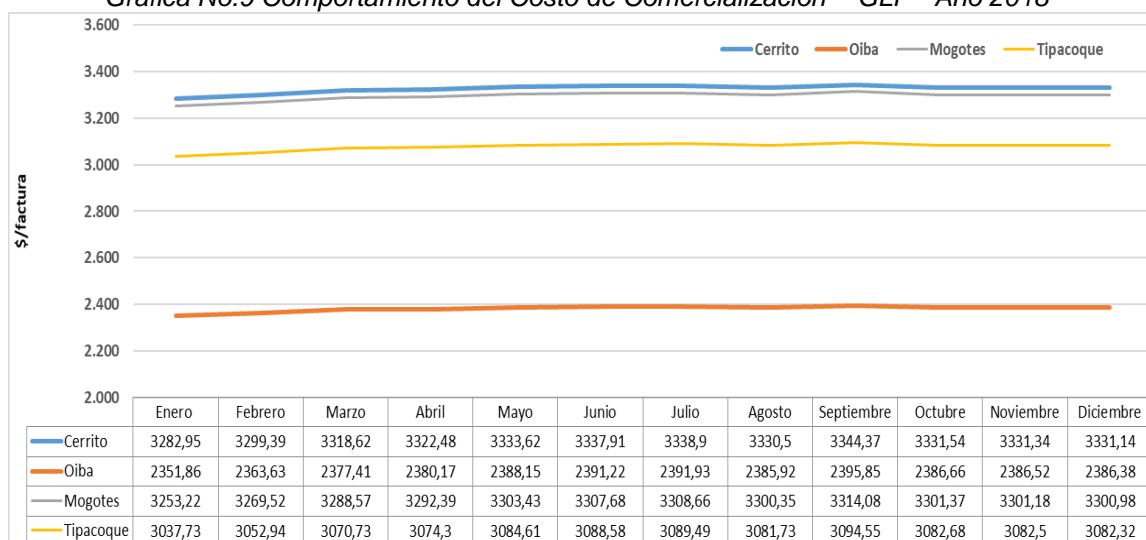
Tabla 24 Resoluciones CREG Aprobación de Cargos de Comercialización para GLP – GASUR S.A. E.S.P.

Resolución CREG	MERCADO	Municipio	\$/factura
No 129 de 2011	Cerrito	Cerrito, Concepción, San José de Miranda, San Miguel y Molagavita	2767,4
No 130 de 2011	Oiba	Oiba y Palmas del Socorro	1957,88
No 131 de 2011	Onzaga	Mogotes, Onzaga y San Joaquin	2767,39
No 074 de 2013	Tipacoque	Tipacoque, Covarachia, Sativanorte y Susacón.	2555,05

Fuente: CREG

El valor que toma dicho componente mes a mes se encuentra en la Gráfica No. 9, el mayor valor promedio del componente fijo de comercialización lo pagaron los suscriptores del mercado del Cerrito y el menor los suscriptores situados en el mercado de Oiba, valores que están entre 3.325,23 \$/factura y 2.382,14 \$/factura, respectivamente.

Gráfica No.9 Comportamiento del Costo de Comercialización - GLP - Año 2018



Fuente: SUI

4.5 Tarifas

Para los usuarios regulados, que cuentan con el servicio de gas combustible por redes, las normas vigentes, entre ellas la Ley 1428 de 2010 y las Resoluciones CREG 186 de 2010, modificada y actualizada por las Resoluciones CREG186 de 2013,

CREG 186 de 2014 y CREG 241 de 2015, determinaron las fórmulas para el cálculo de las tarifas y subsidios, para usuarios de los estratos 1 y 2.

En resumen, para los suscriptores de los estratos 1 y 2, la tarifa está en función del costo equivalente, el cual se calcula teniendo en cuenta el cargo fijo, el cargo variable y el consumo promedio del mes anterior. En el caso de los usuarios de gas natural y gas natural comprimido, a los usuarios de estratos 1 y 2, se les subsidia los primeros 20 m³, con la tarifa que se obtiene a partir del costo equivalente y de la aplicación del porcentaje de subsidio otorgado a cada estrato; los consumos que superen los 20 m³ se facturan únicamente con el cargo variable y no son objeto de subsidio, esto para el servicio de gas natural y gas natural comprimido.

Para los mercados atendidos con GLP, a los suscriptores se les subsidia los primeros 7.26 m³, valor equivalente en gas natural tal como lo establece la regulación.

4.5.1 Comportamiento de Tarifas GN:

Las tarifas aplicadas por GASUR S.A. E.S.P., a los suscriptores de estratos 1 y 2, de los municipios de Arcabuco, Barbosa, Bolívar, Chipatá, Chitaraque, Jesús María, Santana, Sucre y Toguí, quienes conforman el mercado de Sur de Santander–Boyacá, entre enero y diciembre de 2018 atendidos con gas natural, se incrementaron en un 2.87%, lo cual corresponde a tarifas promedio de 1.018 y 1.305 \$/m³, para los estratos 1 y 2 respectivamente; lo anterior acorde con los datos certificados al SUI y publicados por el prestador mes a mes, y tal como lo muestra la Tabla 25.

Tabla 25 Tarifas Estratos 1 y 2, Mercado Sur de Santander – Boyacá GN por redes – Año 2018

MERCADO	MES	Estrato 1				Estrato 2			
		Cons prom. m-1	Costo Equivalente (\$/m ³)	Tarifa (\$/m ³)	Subs. (%)	Cons prom. m-1	Costo Equivalente (\$/m ³)	Tarifa (\$/m ³)	Subs. (%)
SUR DE SANTANDER - BOYACÁ	ENERO	12,76	1.833,38	998,47	45,54%	11,32	1.878,05	1.279,60	31,87%
	FEBRERO	13,45	1.527,09	1.004,72	34,21%	12,59	1.549,87	1.287,61	16,92%
	MARZO	12,74	1.555,81	1.011,84	34,96%	11,30	1.601,18	1.296,74	19,01%
	ABRIL	12,41	1.556,05	1.014,29	34,82%	11,15	1.597,31	1.299,87	18,62%
	MAYO	13,66	1.517,02	1.018,96	32,83%	12,37	1.551,55	1.305,86	15,84%
	JUNIO	12,75	1.562,95	1.021,55	34,64%	11,56	1.599,84	1.309,18	18,17%
	JULIO	13,36	1.554,94	1.023,13	34,20%	11,92	1.596,15	1.311,21	17,85%
	AGOSTO	12,82	1.556,57	1.021,84	34,35%	11,52	1.596,55	1.309,55	17,98%
	SEPTIEMBRE	13,04	1.590,43	1.027,42	35,00%	11,68	1.631,03	1.316,57	19,00%
	OCTUBRE	12,77	1.589,20	1.024,72	35,52%	11,64	1.623,74	1.313,28	19,12%
	NOVIEMBRE	13,07	1.638,87	1.025,93	37,40%	11,67	1.680,70	1.314,81	21,77%
	DICIEMBRE	12,43	1.666,58	1.027,11	38,37%	11,28	1.703,83	1.316,38	22,74%

Fuente, SUI

4.5.2 Comportamiento de Tarifas GNC:

El mercado de Boavita, conformado por éste municipio y los de la Uvita y Soata, atendidos con GNC, presentan el mismo incremento que los suscriptores atendidos con GN, esto es, 2.87%, para la vigencia analizada. La tabla 26, presentan las tarifas publicadas y aplicadas por el prestador.

Tabla 26 Tarifas Estratos 1 y 2, Mercado Boavita GNC por redes – Año 2018

MERCADO	MES	Estrato 1				Estrato 2			
		Cons prom. m-1	Costo Equivalente (\$/m ³)	Tarifa (\$/m ³)	Subs. (%)	Cons prom. m-1	Costo Equivalente (\$/m ³)	Tarifa (\$/m ³)	Subs. (%)
BOAVITA	ENERO	10,26	2.289,39	1.155,50	49,53%	10,08	2.295,27	1.423,16	38,00%
	FEBRERO	11,17	2.291,67	1.162,74	49,26%	11,51	2.282,19	1.415,05	38,00%
	MARZO	10,73	2.306,31	1.170,98	49,23%	10,42	2.316,31	1.442,23	37,74%
	ABRIL	9,95	2.359,32	1.173,81	50,25%	9,59	2.372,89	1.445,71	39,07%
	MAYO	11,46	2.285,87	1.179,22	48,41%	11,19	2.293,48	1.452,37	36,67%
	JUNIO	10,57	2.315,72	1.182,21	48,95%	10,23	2.327,16	1.456,06	37,43%
	JULIO	10,65	2.407,42	1.184,04	50,82%	10,34	2.417,39	1.458,32	39,67%
	AGOSTO	11,03	2.300,62	1.182,55	48,60%	10,69	2.310,94	1.456,47	36,97%
	SEPTIEMBRE	10,77	2.310,40	1.188,93	49,00%	10,50	2.318,86	1.464,36	37,00%
	OCTUBRE	10,90	2.307,93	1.185,81	48,62%	10,59	2.317,42	1.460,67	36,97%
	NOVIEMBRE	10,57	2.319,49	1.187,35	48,81%	10,25	2.330,07	1.462,35	37,24%
	DICIEMBRE	10,47	2.322,61	1.188,71	48,82%	10,27	2.329,26	1.463,94	37,15%

Fuente, SUI

4.5.3 Comportamiento de Tarifas GLP por red:

Tal como se aludió en los numerales anteriores, son cuatro (4) los mercados atendidos con gas licuado de petróleo por redes. De forma general y con base en las tarifas publicadas por el prestador, se observa que, en el mercado de Mogotes, los usuarios del estrato 1, fueron los que pagaron un incremento del 3,63% entre enero y diciembre de 2018; mientras que los usuarios del estrato 2 de este mercado, sus tarifas se redujeron en 1.03%. El valor de las tarifas aplicadas en el mercado de Mogotes, se detalla en la Tabla 27:

Tabla 27 Tarifas Estratos 1 y 2, Mercados atendidos con GLP por redes – Año 2018

MERCADO	MES	Estrato 1				Estrato 2			
		Cons prom. m-1	Costo Equivalente (\$/m ³)	Tarifa (\$/m ³)	Subs. (%)	Cons prom. m-1	Costo Equivalente (\$/m ³)	Tarifa (\$/m ³)	Subs. (%)
MOGOTES	ENERO	3,84	7.396,73	2.958,69	60,00%	4,54	7.266,11	3.633,06	50,00%
	FEBRERO	4,74	5.223,56	2.977,43	43,00%	4,82	5.212,11	3.655,77	29,86%
	MARZO	4,84	6.020,12	2.998,62	50,19%	4,70	6.040,36	3.681,60	39,05%
	ABRIL	4,20	7.021,48	3.005,90	57,19%	4,53	6.964,38	3.690,42	47,01%
	MAYO	4,35	4.751,32	3.019,94	36,44%	4,89	4.667,46	3.707,36	20,57%
	JUNIO	4,70	5.028,95	3.027,43	39,80%	4,74	5.023,01	3.717,03	26,00%
	JULIO	4,15	5.524,13	3.032,19	45,11%	4,29	5.498,11	3.722,77	32,29%
	AGOSTO	4,64	5.256,16	3.050,06	41,97%	4,68	5.250,08	3.577,29	31,86%
	SEPTIEMBRE	5,21	5.355,71	3.066,68	42,74%	4,89	5.397,34	3.596,79	33,36%
	OCTUBRE	4,82	5.496,61	3.058,86	44,35%	4,75	5.506,71	3.587,62	34,85%
	NOVIEMBRE	5,06	5.891,80	3.062,56	48,02%	4,66	5.947,80	3.591,88	39,61%
	DICIEMBRE	4,98	5.901,92	3.066,05	48,05%	4,80	5.926,77	3.595,77	39,33%

Fuente, SUI

Para los otros mercados atendidos con GLP, se presentó en las tarifas del estrato 1, una reducción en las mismas, la cual oscila entre el -4.55%, esto es para el mercado de Oiba y de -0,61% en el mercado del Cerrito; esta disminución en tarifas, es similar para los usuarios del estrato 2, y oscilan entre el -5.22% y -0.24%.

La tabla No. 28, contiene el consumo promedio, el costo equivalente, las tarifas y los porcentajes de subsidio otorgados, a los suscriptores de los estratos 1 y 2, según la información certificada por la empresa en el SUI, para los mercados de Oiba, Cerrito y Tipacoque:

Tabla 28 Tarifas Estratos 1 y 2, Mercados atendidos con GLP por redes – Año 2018 Cerrito, Oiba y Tipacoque

MERCADO	MES	Estrato 1				Estrato 2			
		Cons prom. m-1	Costo Equivalente (\$/m ³)	Tarifa (\$/m ³)	Subs. (%)	Cons prom. m-1	Costo Equivalente (\$/m ³)	Tarifa (\$/m ³)	Subs. (%)
OIBA	ENERO	5,63	7.133,78	2.853,51	60,00%	5,18	7.170,07	3.585,04	50,00%
	FEBRERO	4,50	7.238,99	2.895,60	60,00%	5,09	7.178,11	3.607,72	49,74%
	MARZO	5,57	5.562,40	2.916,37	47,57%	4,75	5.636,09	3.633,02	35,54%
	ABRIL	5,14	6.336,13	2.923,49	53,86%	4,37	6.417,72	3.642,06	43,25%
	MAYO	6,14	6.258,14	2.936,95	53,07%	5,14	6.333,81	3.659,04	42,23%
	JUNIO	6,29	4.872,50	2.944,45	39,57%	4,76	4.994,70	3.668,11	26,56%
	JULIO	5,75	5.310,17	2.949,27	44,46%	5,03	5.369,71	3.673,96	31,58%
	AGOSTO	6,58	5.074,40	2.709,66	46,60%	4,79	5.209,90	3.380,20	35,12%
	SEPTIEMBRE	6,01	5.285,28	2.724,56	48,45%	5,03	5.362,95	3.398,50	36,63%
	OCTUBRE	5,56	5.409,88	2.717,38	49,77%	4,71	5.487,34	3.389,53	38,23%
	NOVIEMBRE	6,66	5.767,58	2.720,57	52,83%	4,97	5.889,43	3.393,49	42,38%
	DICIEMBRE	6,16	5.796,28	2.723,67	53,01%	4,77	5.909,17	3.397,77	42,50%

Fuente, SUI

MERCADO	MES	Estrato 1				Estrato 2			
		Cons prom. m-1	Costo Equivalente (\$/m ³)	Tarifa (\$/m ³)	Subs. (%)	Cons prom. m-1	Costo Equivalente (\$/m ³)	Tarifa (\$/m ³)	Subs. (%)
CERRITO	ENERO	5,28	7.387,42	2.954,97	60,00%	5,16	7.401,88	3.700,94	50,00%
	FEBRERO	5,56	6.529,37	2.985,23	54,28%	5,52	6.533,67	3.739,22	42,77%
	MARZO	5,50	6.942,06	3.014,94	56,57%	5,19	6.978,10	3.776,55	45,88%
	ABRIL	5,72	5.822,52	3.028,87	47,98%	5,10	5.893,14	3.794,59	35,61%
	MAYO	5,62	6.004,48	3.043,07	49,32%	5,38	6.030,94	3.812,16	36,79%
	JUNIO	5,53	6.295,84	3.049,70	51,56%	5,21	6.332,91	3.820,64	39,67%
	JULIO	5,72	6.471,95	3.053,47	52,82%	5,29	6.519,40	3.824,93	41,33%
	AGOSTO	5,66	6.161,75	2.871,53	53,40%	5,35	6.195,84	3.577,72	42,26%
	SEPTIEMBRE	5,83	6.486,61	2.887,19	55,49%	5,42	6.530,00	3.597,38	44,91%
	OCTUBRE	5,83	6.882,39	2.879,59	58,16%	5,49	6.917,78	3.587,56	48,14%
	NOVIEMBRE	5,46	7.270,91	2.908,36	60,00%	5,18	7.303,89	3.651,95	50,00%
	DICIEMBRE	5,88	7.342,59	2.937,04	60,00%	5,48	7.383,94	3.691,97	50,00%

Fuente, SUI

MERCADO	MES	Estrato 1				Estrato 2			
		Cons prom. m-1	Costo Equivalente (\$/m ³)	Tarifa (\$/m ³)	Subs. (%)	Cons prom. m-1	Costo Equivalente (\$/m ³)	Tarifa (\$/m ³)	Subs. (%)
TIPACOQUE	ENERO	7,26	7.990,54	3.196,22	60,00%	4,83	8.201,05	4.100,53	50,00%
	FEBRERO	7,26	6.719,03	3.216,40	52,13%	5,07	6.900,67	4.125,91	40,21%
	MARZO	7,26	7.526,09	3.239,23	56,96%	4,83	7.738,88	4.155,00	46,31%
	ABRIL	7,26	7.457,71	3.247,09	56,46%	4,62	7.699,68	4.164,76	45,91%
	MAYO	7,26	7.207,29	3.262,02	54,74%	5,16	7.380,20	4.183,84	43,31%
	JUNIO	7,26	7.223,19	3.270,66	54,72%	4,91	7.426,81	4.194,66	43,52%
	JULIO	7,26	7.190,54	3.276,01	54,44%	5,17	7.362,57	4.201,08	42,94%
	AGOSTO	7,26	6.451,60	3.012,76	53,30%	5,31	6.607,40	3.751,82	43,22%
	SEPTIEMBRE	7,26	6.901,57	3.029,10	56,11%	5,16	7.075,04	3.772,41	46,68%
	OCTUBRE	7,26	7.382,89	3.021,08	59,08%	5,15	7.556,86	3.778,43	50,00%
	NOVIEMBRE	7,26	7.894,56	3.157,82	60,00%	4,92	8.096,49	4.048,25	50,00%
	DICIEMBRE	7,26	7.873,19	3.161,87	59,84%	5,04	8.060,20	4.052,67	49,72%

Fuente, SUI

4.6 Subsidios y Contribuciones

Tal como se detalló en las tablas anteriores, la empresa viene efectuando el cálculo y la aplicación de los subsidios a los usuarios de los estratos 1 y 2, con base en lo determinado en la Resolución CREG 186 de 2013 y aquellas que la actualizan Y/O modifican; acorde con la información comercial que registró en el SUI, las tablas No. 29 y 30, presentan el consolidado por trimestre y por año de los subsidios y contribuciones del año 2018

Tabla 29 Subsidios y Contribuciones por Trimestre del Año 2018

Estrato	Trimestre 1 / 2018		Trimestre 2 / 2018		Trimestre 3 / 2018		Trimestre 4 / 2018	
	Subsidios (\$)	Contribucion (\$)	Subsidios (\$)	Contribucion (\$)	Subsidios (\$)	Contribucion (\$)	Subsidios (\$)	Contribucion (\$)
Estrato 1	61.674.656	0	58.083.667	0	62.145.276	0	66.384.997	0
Estrato 2	177.781.391	0	126.190.409	0	137.852.944	0	156.271.967	0
Comercial	0	16.711.222	0	15.027.379	0	14.308.391	0	15.554.329
Total	239.456.047	16.711.222	184.274.076	15.027.379	199.998.220	14.308.391	222.656.964	15.554.329
Deficit Subsidios	222.744.824		169.246.698		185.689.829		207.102.635	

Fuente, SUI

Tabla 30 Consolidado Subsidios y Contribuciones - Año 2018

Estrato	Total 2018			
	Subsidios (\$)	Contribucion (\$)	Deficit	MME Pago subsidios
Estrato 1	248.288.597			
Estrato 2	598.096.710			
Comercial		61.601.321		
Total	846.385.307	61.601.321	784.783.986	577.737.872
Deficit Subsidios				74%

Fuente, SUI

En consecuencia, la información consolidada para la vigencia 2018, muestra que la empresa en cuanto al balance entre subsidios y contribuciones presenta déficit de 93%, teniendo en cuenta que los valores otorgados por subsidios alcanzaron los \$846,3 millones, mientras que solo recibió contribuciones por \$61,6 millones, lo anterior con base en la información certificada por el prestador al SUI., déficit que debe ser cubierto por el Ministerio de Minas y Energía (MME), a través de los recursos del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI).

Vale la pena mencionar que, a la fecha de la realización de los pagos por el MME, se ha cancelado el 74%, del valor total de los subsidios del año 2018.

4.7 Peticiones Quejas y Reclamos – PQR

De acuerdo con la información reportada, por la empresa al Sistema Único de Información (SUI), durante el 2018, el prestador registro para el 2018, 306 PQR presentados. El mayor volumen de reclamaciones para el 2018 son por la Inconformidad con el consumo con el 86,92%, por cobro por acuerdo de pago o financiación con el 7,19 % y por inconformidad con el aforo el 2,94%, información que se detalla en la tabla No. 31:

Tabla 31 Consolidado PQR por Municipio y Año 2018

Detalle de Causal	MUNICIPIOS										Total
	Arcabuco	Barbosa	Boavita	Bolívar	Chitaraque	Jesús María	La Uvita	Santana	Soata	Togüí	
Cobro Múltiple y/o Acumulado					1						1
Cobro por acuerdo de pago o financiación	1	21									22
Descuento por predio desocupado	1										1
Estado de la Infraestructura		1									1
Inconformidad con el consumo o producción facturado	2	129	52	6	11	7	10	6	43		266
Inconformidad con el Aforo		6	1						1	1	9
Incumplimiento o negación del acuerdo de suspensión del servicio		1									1
Suspensión del Corte del Servicio sin previo aviso o sin causa aparente		1									1
Tarifa incorrecta		4									4
TOTAL	4	163	53	6	12	7	10	6	44	1	306

Fuente, SUI

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Conforme a lo establecido en las Resoluciones CREG 034 de 2004 y CREG 072 de 2002, en la *Tabla No 3*, se expone el cálculo por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible para la Distribución y Comercialización de Gas Natural y GLP por redes, de los indicadores financieros contemplados en las Resoluciones mencionadas, los cuales muestran cumplimiento e incumplimiento con respecto a los referentes establecidos, que se derivan del promedio de los indicadores financieros de las empresas similares a GASUR.

Los referentes NIF, están basados en las aproximaciones conceptuales del marco contable NIF que realizó el Grupo Financiero de la Superintendencia Delegada, toda vez que la Resoluciones mencionadas en el párrafo que precede, aún no han sido actualizadas a los nuevos marcos contables.

Dicho lo anterior, a continuación, se muestra el resultado de la evaluación de la gestión de la empresa:

Tabla 32 Indicadores Financieros Distribuidor - Comercializador

INDICADORES DE GESTIÓN	2018	Referente CREG 072	Referente NIF	Evaluación CREG	Evaluación NIF
Rotación Cuentas por Cobrar (días)	10,2	83,2	83,2	CUMPLE	CUMPLE
Rotación Cuentas por Pagar (días)	84,7	37,8	37,8	NO CUMPLE	NO CUMPLE
Razón Corriente (veces)	1,7	2,0	2,0	NO CUMPLE	NO CUMPLE
Marge Operacional (%)	7,3%	34,0%	23,0%	NO CUMPLE	NO CUMPLE
Cubrimiento Gastos Financieros (veces)	2,5	16,8	8,4	NO CUMPLE	NO CUMPLE

Fuente: SUI

Por otro lado, los indicadores técnicos contemplados en la Resolución CREG 100 de 2003 y sus modificatorias, muestran cumplimiento para los indicadores de IPLI e IO, como se evidencia en las tablas No. 16 y 17, la ampliación de éste análisis está descrita en los numerales 3.1.2 y 3.1.3 del presente informe. Además, se muestra la evaluación de la gestión de otros indicadores como lo señala la resolución CREG 072 de 2002 y sus modificatorias.

Tabla 33 Evaluación de la gestión técnico-administrativa

INDICADORES TÉCNICO ADMINISTRATIVOS	2018	Referente CREG	Evaluación
Relación Suscriptores sin medición (%)	0.3	0	NO CUMPLE
Cobertura (%)	93%	>=96%	NO CUMPLE
Relación Reclamos Facturación (por 10.000)	25	<=4.3	NO CUMPLE
Atención Reclamos Servicio (%)	0%	0%	CUMPLE
Atención Solicitudes Conexión (%)	0%	0%	CUMPLE

Fuente: SUI.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Con base en la información revisada el pasado 30 de agosto del 2019, a través del Sistema Único de Información – SUI, se identificó que la empresa **GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.**, no cuenta con información pendiente de cargue al SUI desde el año 2002, al 2018, relacionada con la prestación de los servicios de Gas Natural y Gas Licuado del Petróleo – GLP.

No obstante, se encontró que la empresa **GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.**, para el año 2018, reportó los siguientes formatos fuera de los tiempos establecidos en la Resolución SSPD 20151300054575 del 18 de diciembre de 2015 y Circular Conjunta SSPD-CREG 001 de 2016.

Tabla 34 Estado de Cargue a SUI

AÑO	PERIODO	CÓDIGO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACIÓN
2018	Trimestre 4		PROYECTOS INVERSION - EJECUCION DE LOS PROYECTOS	Certificado No Aplica	2019-05-14 17:17:45
2018	Trimestre 4		PROYECTOS INVERSION - FORMULACION DE PROYECTOS	Certificado No Aplica	2019-05-14 17:17:42
2018	OCTUBRE	1634	COMPONENTES TARIFARIOS APLICADOS GAS COMBUSTIBLE POR REDES	Certificado	2019-04-30 17:32:03
2018	Trimestre 4	5012	INFORMACIÓN DE USUARIOS INDUSTRIALES EXENTOS DE	Certificado No Aplica	2019-01-25 15:13:32

AÑO	PERIODO	CÓDIGO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACIÓN
			CONTRIBUCIÓN SEGUN EL DECRETO 4956 DE 2011		
2018	OCTUBRE	6024	Componentes Tarifarios Aplicados Gas Combustible por Redes	Certificado	2019-04-25 10:03:40
2018	ABRIL	100	INFORMACIÓN COMERCIAL DE USUARIOS REGULADOS	Certificado	2018-07-11 19:55:43
2018	ENERO	100	INFORMACIÓN COMERCIAL DE USUARIOS REGULADOS	Certificado	2018-03-28 12:48:13
2018	ENERO	101	INFORMACIÓN COMERCIAL USUARIOS NO REGULADOS	Certificado No Aplica	2018-03-05 20:12:58
2018	FEBRERO	100	INFORMACIÓN COMERCIAL DE USUARIOS REGULADOS	Certificado	2018-05-25 09:28:08
2018	JUNIO	100	INFORMACIÓN COMERCIAL DE USUARIOS REGULADOS	Certificado	2018-08-23 16:46:19
2018	MARZO	100	INFORMACIÓN COMERCIAL DE USUARIOS REGULADOS	Certificado	2018-05-29 09:14:01
2018	MAYO	100	INFORMACIÓN COMERCIAL DE USUARIOS REGULADOS	Certificado	2018-08-22 18:16:31
2018	OCTUBRE	100	INFORMACIÓN COMERCIAL DE USUARIOS REGULADOS	Certificado	2018-12-21 21:08:05
2018	SEPTIEMBRE	100	INFORMACIÓN COMERCIAL DE USUARIOS REGULADOS	Certificado	2018-11-01 15:50:40
2018	ABRIL	1554	Reclamaciones del Servicio de Gas Licuado de Petroleo (GLP)	Certificado	2018-07-07 21:11:57
2018	ENERO	1554	Reclamaciones del Servicio de Gas Licuado de Petroleo (GLP)	Certificado	2018-07-07 21:10:27
2018	FEBRERO	1554	Reclamaciones del Servicio de Gas Licuado de Petroleo (GLP)	Certificado	2018-07-07 21:11:04
2018	MARZO	1554	Reclamaciones del Servicio de Gas Licuado de Petroleo (GLP)	Certificado	2018-07-07 21:11:43
2018	MAYO	1554	Reclamaciones del Servicio de Gas Licuado de Petroleo (GLP)	Certificado	2018-07-07 21:12:42
2018	ABRIL	1634	COMPONENTES TARIFARIOS APLICADOS GAS COMBUSTIBLE POR REDES	Certificado	2018-08-27 23:27:21
2018	AGOSTO	1634	COMPONENTES TARIFARIOS APLICADOS GAS COMBUSTIBLE POR REDES	Certificado	2018-09-28 18:28:00
2018	ENERO	1634	COMPONENTES TARIFARIOS APLICADOS GAS COMBUSTIBLE POR REDES	Certificado	2018-08-27 21:25:03
2018	FEBRERO	1634	COMPONENTES TARIFARIOS APLICADOS GAS COMBUSTIBLE POR REDES	Certificado	2018-08-27 21:30:59
2018	JULIO	1634	COMPONENTES TARIFARIOS APLICADOS GAS COMBUSTIBLE POR REDES	Certificado	2018-08-28 01:45:28
2018	JUNIO	1634	COMPONENTES TARIFARIOS APLICADOS GAS COMBUSTIBLE POR REDES	Certificado	2018-08-28 01:31:31
2018	MARZO	1634	COMPONENTES TARIFARIOS APLICADOS GAS COMBUSTIBLE POR REDES	Certificado	2018-08-27 21:39:34
2018	MAYO	1634	COMPONENTES TARIFARIOS APLICADOS GAS COMBUSTIBLE POR REDES	Certificado	2018-08-28 01:23:05
2018	NOVIEMBRE	1634	COMPONENTES TARIFARIOS APLICADOS GAS COMBUSTIBLE POR REDES	Certificado	2018-12-19 11:31:00
2018	OCTUBRE	1634	COMPONENTES TARIFARIOS APLICADOS GAS COMBUSTIBLE POR REDES	Certificado	2019-04-30 17:32:03
2018	SEPTIEMBRE	1634	COMPONENTES TARIFARIOS APLICADOS GAS COMBUSTIBLE POR REDES	Certificado	2018-10-29 14:27:20
2018	ABRIL	1552	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	Certificado	2018-07-07 22:13:29
2018	AGOSTO	1552	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	Certificado	2018-09-21 09:04:45

AÑO	PERIODO	CÓDIGO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACIÓN
2018	MARZO	1552	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	Certificado	2018-07-07 22:01:01
2018	MAYO	1552	Reclamaciones del Servicio de Gas Natural	Certificado	2018-07-07 22:13:57
2018	ABRIL	6024	Componentes Tarifarios Aplicados Gas Combustible por Redes	Certificado	2018-06-24 21:14:23
2018	AGOSTO	6024	Componentes Tarifarios Aplicados Gas Combustible por Redes	Certificado	2018-09-28 18:21:22
2018	ENERO	6024	Componentes Tarifarios Aplicados Gas Combustible por Redes	Certificado	2018-06-24 19:48:28
2018	FEBRERO	6024	Componentes Tarifarios Aplicados Gas Combustible por Redes	Certificado	2018-06-24 19:57:04
2018	JULIO	6024	Componentes Tarifarios Aplicados Gas Combustible por Redes	Certificado	2018-08-26 16:33:33
2018	JUNIO	6024	Componentes Tarifarios Aplicados Gas Combustible por Redes	Certificado	2018-08-26 16:14:28
2018	MARZO	6024	Componentes Tarifarios Aplicados Gas Combustible por Redes	Certificado	2018-06-24 20:01:57
2018	MAYO	6024	Componentes Tarifarios Aplicados Gas Combustible por Redes	Certificado	2018-08-26 15:58:33
2018	NOVIEMBRE	6024	Componentes Tarifarios Aplicados Gas Combustible por Redes	Certificado	2018-12-19 11:42:00
2018	OCTUBRE	6024	Componentes Tarifarios Aplicados Gas Combustible por Redes	Certificado	2019-04-25 10:03:40
2018	SEPTIEMBRE	6024	Componentes Tarifarios Aplicados Gas Combustible por Redes	Certificado	2018-10-29 14:24:45

Fuente: Reporte estado de pendientes SUI – 30 de agosto de 2019
 Reporte: SUI/Administración/Estado de reporte de Información Prestadores SSPD
 Link: http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=sui_adm_028

Ahora bien, a corte de consulta de información 30 de agosto de 2019, se encontró que la empresa **GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.**, presenta un porcentaje de cargue del 100% para el año 2018, tal como se muestra en la siguiente imagen.

Ilustración 1 Porcentaje de Cargue SUI

The screenshot shows the SUI (Sistema Único de Información de Servicios Públicos Domiciliarios) interface. At the top, there are navigation icons for 'General', 'Water', 'Gas', 'Electricity', 'Waste', and 'Other'. Below the navigation bar, the page title is 'SUI/Administración/Estado de reporte de Información Prestadores SSPD'. There are buttons for 'documento de trabajo' and 'calidad del reporte'. A dropdown menu shows '(Para formato HTML) N° Registros en pantalla todos'. Below this, there are input fields for 'Año' (set to 'sin escogencia') and 'Empresa' (set to '1601-GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.'). At the bottom, there are buttons for 'Generar reporte en formato' with options for XLS, HTML, PDF, and CSV.

Estado de reporte de Información Prestadores SSPD

Empresa :

1601

ID	EMPRESA	AÑO	NÚMERO DE REPORTES PENDIENTES	NÚMERO DE REPORTES RADICADOS	PORCENTAJE DE CARGUE	VER DETALLE DE INFORMACION
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2002	0	4	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2003	0	21	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2004	0	64	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2005	0	190	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2006	0	216	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2007	0	210	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2008	0	206	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2009	0	201	100 %	Ver Detalle

1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2010	0	178	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2011	0	178	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2012	0	279	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2013	0	282	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2014	0	304	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2015	0	307	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2016	0	282	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2017	0	294	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2018	0	289	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	2019	0	143	100 %	Ver Detalle
1601	GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P.	TOTAL	0	3648	100 %	Ver Detalle

Fuente: Reporte estado de pendientes SUI – 30 de agosto de 2019
Reporte: SUI/Administración/Estado de reporte de Información Prestadores SSPD
Link: http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=sui_adm_028

7. ACCIONES DE LA SSPD

Con Radicado SSPD No. 20182301541791 del 28 de noviembre de 2018, se requirió a GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A E.S.P. por presuntas inconsistencias presentadas en la Taxonomía XBRL Año 2017, con el fin que esta revisión repercuta positivamente en el cargue de información financiera de los años siguientes; al respecto, la empresa dio respuesta con Radicado SSPD N°. 20185291425402 del 10 de diciembre de 2018, atendiendo cada una de las preguntas relacionadas con lo mencionado anteriormente. Dicha respuesta estuvo en análisis para su posterior respuesta en el año 2019.

La Dirección Técnica de Gestión de Gas Combustible, mediante comunicación SSPD N° 20182300436931 del 10 de abril 2018, informó a la empresa GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A E.S.P., sobre la realización de visita administrativa de inspección, para revisar y requerir información relacionada con aspectos financieros, administrativos, comerciales y tarifarios, para los días 17, 18, 19 y 20 de abril de 2018.

Previa a la realización de la visita la DTGGC, verificó que el prestador no había registrado información de costos y tarifas al SUI, conforme a la establece la Circular Conjunta SSPD - CREG 001 de 2016, a esta situación la empresa indicó que, las tarifas están siendo calculadas mediante el Software INTEGRIN Premium, y se lleva una hoja electrónica con el cálculo de las mismas.

La DTGGC, conforme a la verificación de la información publicada de costos y tarifas en los diarios de circulación nacional o regional y con base en lo dispuesto en la regulación, informó a la empresa que debe verificar el cálculo de componentes y tarifas para los cuatro mercados atendidos con GLP.

Como resultado de lo anterior, la empresa recalculo los costos de cada uno de los componentes y tarifas para el servicio de GLP por redes y mediante el Acta No. 97 del 22 de septiembre de 2018, la Junta Directiva de la empresa, decidió efectuar la devolución de los dineros cobrados de más a los usuarios.

La Tabla No. 35, contiene el consolidado del número de suscriptores por estrato y el valor de la devolución efectuada de dineros a través de la facturación.

Tabla 35 Resumen de Usuarios y Valor Devoluciones por Estrato

Municipio	Número de Usuarios Por Estrato					Valor Devoluciones Por Estrato				
	1	2	3	C	Total	1	2	3	C	Total
Cerrito	63	174	0	1	238	247.126	7.334.025	0	2.000	7.583.151
Concepción	33	692	6	1	732	605.396	55.684.818	930.389	131.815	57.352.418
Covarrachia	0	60	5	0	65	0	235.642	266.636	0	502.278
Molagavita	16	166	8	1	191	69.912	12.975.478	1.159.274	176.186	14.380.850
Onzaga	20	398	12	0	430	1.201.338	5.202.569	4.678.696	0	11.082.603
Palmas	9	222	2	0	233	1.160.363	20.824.792	790.765	0	22.775.920
San Jose de	6	266	9	0	281	45.834	19.392.116	2.038.785	0	21.476.735
Tipacoque	0	214	2	1	217	0	358.938	119.305	78.510	556.753
Totales	147	2.192	44	4	2.387	3.329.969	122.008.378	9.983.850	388.511	135.710.708

Fuente: Información Suministrada por empresa Radicados20195290024892 del 9 de enero de 2019 y mediante el radicado SSPD No. 20195290502382

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1 Aspectos Financieros y Administrativos

- GASUR tiene una estructura de financiamiento sólida y bien definida, de acuerdo con la información reportada en su Estado de Situación Financiera, lo cual le ha permitido garantizar la prestación del servicio.
- La empresa aumentó sus pérdidas en la vigencia 2018, por el orden de \$134 millones, principalmente por la Comercialización de Gas Natural y por el incremento de los gastos de administración y los costos financieros derivados de las obligaciones con terceros que tiene la empresa.
- Durante el año 2018, la empresa realizó inversiones para mejorar su propiedad, planta y equipo, por un valor de \$58 millones, sin que se afectará el saldo positivo en caja.
- A la fecha, el reporte de la información financiera en la aplicación de las NIF PYMES para Grupo 2, se encuentra totalmente cargado y certificado al Sistema Unico de Información SUI.
- Después de revisar la documentación enviada a esta Superintendencia, en lo que se refiere a Auditoría Externa de Gestión y Resultados - AEGR, se concluye que el Auditor contratado por Gases del Sur de Santander, para dicho tema, cargó el informe de AEGR de la vigencia 2018, en las fechas estipuladas.
- Se recomienda a GASUR, efectuar el cargue de información dentro de los tiempos establecidos por esta Superintendencia en cada acto administrativo, dado que la información de la Taxonomía XBRL 2018, se realizó extemporáneamente, lo que incide en las funciones propias de la SSPD.

8.2 Aspectos Técnicos – Operativos

- Durante la actividad de acompañamiento a las mediciones de los indicadores de IO en Boyacá y Santander, se visitó el municipio de Arcabuco, donde se

detectó una medición de 17.2 mg/m³ en el nivel de concentración de la sustancia odorante, por lo cual se determina que esta medición no cumplió con los requisitos de odorización mínimos.

- Es necesario que El Prestador tome acciones de seguimiento a los niveles de concentración de la sustancia odorante en el municipio de Arcabuco - Boyacá, esto con el fin de detectar y documentar las posibles causas que propiciaron la baja concentración de odorante, así mismo se recomienda tomar las medidas que garanticen el cumplimiento de los niveles de odorización en este municipio, y repetir las medidas tomadas a los demás sistemas de distribución que son operados por el prestador.
- En la información del Formato T4¹², cargada al SUI, se encontraron mediciones para IPLI, por fuera de los estándares de calidad solicitados por la Resolución CREG 100 de 2003, por lo cual se colige que El Prestador debe tomar medidas que garanticen la prestación del servicio bajo condiciones de cumplimiento a los estándares de calidad para la presión de línea individual.
- Se recomienda que El Prestador identifique las causas que generaron estas desviaciones y que tome medidas de control correspondientes para garantizar la prestación en condiciones seguras. Se debe prestar especial atención a la presión de las redes abastecidas con GLP dado que el 29.85% de las mediciones reportadas al SUI, estuvieron por fuera de los estándares. Se solicita mantener informada a la DTGGC sobre las acciones tomadas y los resultados en la prestación del servicio.
- En la información del Formato T4¹³, cargada al SUI, se encontraron mediciones para IO, por fuera de los estándares de calidad solicitados por la Resolución CREG 100 de 2003, por lo cual se colige que El Prestador debe tomar medidas que garanticen la prestación del servicio bajo condiciones de cumplimiento a los estándares de calidad para odorización de gas.
- Es necesario que El Prestador identifique las causas que generaron estas desviaciones y que tome medidas de control correspondientes para garantizar la prestación en condiciones seguras. Se solicita mantener informada a la DTGGC sobre las acciones tomadas y los resultados en la prestación del servicio.
- En el informe del Auditor Externo de Gestión y Resultados para la vigencia del año 2018, se informó que “(...) la *empresa cumplió con los procesos y procedimientos de los estándares de índices de calidad (...)*”, en este orden de ideas la DTGGC requirió a la empresa *ALFA & OMEGA – Consultorías y Proyectos S.A.S.*¹⁴ por medio del comunicado SSPD N° 20192300879661 del 18 de octubre de 2019, para que justifique las diferencias entre la información reportada al SUI con lo expresado en el aludido informe de gestión y resultados para los indicadores IPLI e IO.
- Respecto de las Revisiones Previas y Periódicas, se evidenció que El Prestador posee la base de datos y verifica que los usuarios cumplan con la obligación de mantener certificada su instalación interna de gas. No obstante, la DTGGC encontró que el seguimiento hecho por El Prestador, se hace en tablas de datos y no existe un software que genere alertas automáticas para los casos de incumplimiento.
- Se recomienda implementar acciones de mejora sobre el seguimiento que la empresa hace de la obligación citada en el inciso anterior, para evitar que se presenten casos en los que el prestador suministre gas a instalaciones sin

¹² Circular SSPD – CREG 001 de 2006

¹³ *Ibídem*

¹⁴ Auditor Externo de Gestión y Resultados

certificado de conformidad. Así mismo, se recomienda complementar la base de datos existente, agregando la fecha en que entró en funcionamiento cada instalación interna, la persona que la construyó y el histórico de las revisiones hechas a la misma.

- Al margen de los hallazgos y recomendaciones anteriormente expuestos, se determina que la empresa GASES DEL SUR DE SANTANDER S.A. E.S.P., para el año 2018, en términos generales, aplica la normatividad técnica y de seguridad para la prestación del servicio de gas combustible por redes.

8.3 Aspectos Comercial y Tarifarios

- De conformidad con lo expuesto en esta evaluación integral, y en particular de lo encontrado en los documentos y registros presentados por el prestador, se evidencia que la empresa efectuó ajuste en la aplicación de la metodología tarifaria y certificó la información de costos y tarifas faltante en el proceso de cargue de información al SUI, solicitados a través de la Circular Conjunta SSPD – CREG 001 de 2016.
- En los mercados analizados, los porcentajes de subsidio otorgados a los estratos 1 y 2 no superan los porcentajes máximos fijados a través de la Ley 1428 de 2010 y el cálculo de los mismos, se soporta en la metodología contenida en la resolución CREG 186 de 2010, modificada por la resolución CREG 186 de 2013, y las demás Resoluciones que la modifican y/o actualizan.
- Se recomienda a la empresa estar atenta a las modificaciones regulatorias, especialmente en materia de costos y tarifas, con el fin que estas sean aplicadas oportunamente, para evitar la presencia de errores en la facturación del servicio.

Proyectó: Gloria Patricia Cisneros Porras – Profesional Especializado – DTGGC.
Julián Oswaldo Enríquez Yagüe – Profesional Universitario – DTGGC.
Marco Aurelio Pérez Vargas - Profesional Especializado – DTGGC.
Revisó: Aidé Buitrago Gutiérrez – Profesional Especializada – DTGGC
Aprobó: Luz Mery Triana Rocha – Directora Técnica de Gestión de Gas Combustible.