

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS
COMBUSTIBLE
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA
Bogotá, Septiembre de 2020**

ENERGUAVIARE S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2019

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa ENERGUAVIARE S.A. E.S.P., en adelante Energuaviare, se constituyó en el año 2001 y se encuentra inscrita en el RUPS, con inicio de operaciones en el año 2001. Desarrolla las actividades de Distribución y Comercialización de energía eléctrica desde el 24 de julio de 2002 en el SIN y desde el año 2001 desarrolló estas mismas actividades, incluyendo la actividad de Generación en la ZNI. El capital suscrito y pagado de la empresa es de \$3.720 millones.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de Sociedad	Sociedad Anónima
Razón Social	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP
Sigla	ENERGUAVIARE S.A. E.S.P.
Representante Legal	DYEWISKEY MOSQUERA PALACIOS
Actividad desarrollada	Distribución Comercialización Generación
Año de entrada en operación	2001
Auditor – AEGR	D&S CONSULTORES Y AUDITORES SAS ZOMAC
Clasificación	Sistema Interconectado Nacional y Zona No Interconectada
Fecha última actualización RUPS	18/03/2020

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. Aspectos Administrativos

La empresa Energuaviare, para el desarrollo de su actividad cuenta con una planta de personal a término indefinido de 100 empleados, a término definido de 5 empleados y de contrato de aprendizaje SENA de 9 personas, como se observa en la siguiente tabla:

Tabla 2. Tipo de contratación, cantidad y clasificación por áreas 31-dic-2019

TIPO DE CONTRATACIÓN	CANTIDAD	%
Indefinido	100	88%
Termino Definido	5	4%
Contrato Aprendizaje Etapa Productiva Sena	9	8%
TOTAL	114	100%

Fuente: Información entregada por la ESP.

El mayor accionista de Energuaviare, es el departamento del Guaviare con un 92,11%. Además, según información entregada por la empresa: “...El mercado que cubre ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. y su participación en el comprende el 100% de San José del Guaviare y las localidades de El Retorno, Calamar, La Libertad, el Capricho y Puerto Concordia – Meta”.

De otra parte, según la información suministrada por la empresa en mención, esta, no ha recibido ninguna certificación de calidad, pero está adelantando acciones para cumplir con los requisitos de la ISO 9001:2015.

Con respecto a los proyectos que se adelantan de protección ambiental y/o apoyo a la comunidad, la empresa Energuaviare informó que:

“...La Responsabilidad Social Empresarial se define en ENERGUAVIARE S.A. E.S.P. como la contribución activa y voluntaria al mejoramiento social, económico y ambiental en las comunidades donde opera, generalmente con el objetivo de mejorar su situación competitiva.

Las actividades planteadas para la ejecución del proyecto en la vigencia 2019 contiene el diseño y ejecución de cuatro subprogramas, denominados La Cultura Avanza con Energía, La Comunidad Emprende con Energía, El Deporte Avanza con Energía Y Cuidando el Planeta con Energía.”

2.2. Aspectos Financieros

2.2.1. Clasificación de Riesgo

Conforme al Artículo 15 del decreto 990 de 2002, son funciones de las Direcciones Técnicas de Gestión de las Superintendencias Delegadas:

“(...) Evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de los prestadores de servicios Públicos domiciliarios sujetos a la inspección, vigilancia y control de acuerdo con los indicadores definidos por las Comisiones de Regulación (...)”

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el 2020 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir la información financiera cargada por el prestador del año 2019, en el Sistema Único de Información SUI, de acuerdo con los indicadores calculados bajo Normas Internacionales Financieras (NIF). Para la vigencia 2019 el nivel de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, fue un nivel de riesgo financiero alto (nivel de riesgo 3).

En la tabla No. 3, se observan los resultados para cada uno de los indicadores establecidos por la normatividad CREG, los cuales establecen la clasificación de riesgo inicial de las prestadoras evaluadas.

Tabla 3. Clasificación inicial de riesgo financiero año 2019.

INDICADORES FINANCIEROS	Tipo	NIF	
		2019	2018
Rentabilidad sobre Activos	Rentabilidad	1%	10%
Rentabilidad sobre Patrimonio	Rentabilidad	2%	11%
Flujo de Caja sobre Activos	Rentabilidad	0%	7%
Ciclo Operacional	Liquidez	69	70
Cubrimiento de Gastos Financieros	Liquidez	NA	1,00
Razón Corriente	Liquidez	1,5	1,69
Patrimonio sobre Activo	Solidez	86%	84%
Pasivo corriente sobre Pasivo Total	Solidez	80%	88%
Activo corriente sobre Activo Total	Solidez	16%	23%
Patrimonio		98.175.372.000	103.146.270.000
Riesgo Financiero		2	1

Fuente: Elaboración propia ESP.

La prestadora se ubica en el clúster No 1, el cual comparte con 108 empresas que presentan condiciones de ingresos y patrimonio similares, dentro de esta clasificación ENERGUAVIARE evidencia condiciones inferiores en cinco (5) indicadores a los presentadas por las compañías del clúster, indicadores propuestos en la clasificación inicial para la vigencia 2019, según el modelo de riesgos calculado con la metodología de la Resolución CREG 072 de 2002 y 034 de 2004.

Los indicadores que presentan condiciones inferiores a las presentadas en el grupo son: flujo de caja sobre activos, Ciclo operacional, patrimonio corriente sobre patrimonio total, activo corriente sobre activo total y adicional el indicador de cubrimiento de costos financieros que no aplica por cuanto la compañía no evidencia valores registrados en este rubro.

Del resultado de la metodología establecida por la comisión de regulación ENERGUAVARE SA ESP para la vigencia 2020 se clasifica en riesgo 2 - medio alto¹

2.2.2. Precisiones Iniciales del estado financiero

Adicional a los servicios de energía eléctrica Energuaviare presta actividades de construcción de infraestructura para la gobernación del departamento del Guaviare y para las alcaldías de los municipios del departamento, la participación de los activos del servicio de energía en el total individual de la compañía es del 91%, en cuanto al apalancamiento con terceros el servicio de energía usa el 49% de los recursos externos solicitados por la prestadora.

¹ Puntaje Nivel 0: Riesgo Bajo, Puntaje Nivel 1: Riesgo Medio Bajo, Puntaje Nivel 2: Riesgo Medio Alto, Puntaje Nivel 3: Riesgo Alto

La separación de actividades no vigiladas del servicio de energía se efectúa a partir del 2019 por solicitud de la Dirección Técnica de gestión de energía.

*Tabla No. 4. EEFF Vigilados e individual completo año 2019 y 2018
(Cifras en miles de pesos)*

VIGILADO			INDIVIDUAL COMPLETO			% VIGILADO
	2019	2018		2019	2018	2019
Activo	105.992.644	122.542.152	Activo	116.725.760	122.542.152	91%
Pasivo	7.817.272	19.395.882	Pasivo	16.048.029	19.395.882	49%
Patrimonio	98.175.372	103.146.270	Patrimonio	100.677.731	103.146.270	98%

Fuente: SUI

2.2.3. Estado de Situación Financiera

*Tabla No. 5. Estado de Situación Financiera Comparativo 2019
(Cifras en miles de pesos)*

Concepto	Corriente	No Corriente	Total	Peso en el Activo
Activo	\$ 11.631.709	\$ 94.360.935	\$ 105.992.644	100%
Efectivo y Equivalente de efectivo	\$ 199.475	\$ -	\$ 199.475	0%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	\$ 11.420.442	\$ -	\$ 11.420.442	11%
Inventarios	\$ 11.792	\$ -	\$ 11.792	0%
Activos por impuestos diferidos		\$ 605.431	\$ 605.431	1%
Otros activos financieros	\$ -		\$ -	0%
Propiedades, planta y equipo		\$ 93.755.504	\$ 93.755.504	88%
Otros activos			\$ -	0%
Pasivos	\$ 4.665.793	\$ 3.151.479	\$ 7.817.272	7%
Provisiones	\$ -	\$ 2.399.951	\$ 2.399.951	2%
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	\$ 3.665.309	\$ -	\$ 3.665.309	3%
Prestamos por pagar	\$ -	\$ -	\$ -	0%
Otros pasivos	\$ 1.000.484	\$ -	\$ 1.000.484	1%
Otros pasivos financieros	\$ -	\$ -	\$ -	0%
Otros Pasivos no financieros	\$ -	\$ -	\$ -	0%
Pasivo por impuestos diferidos		\$ 751.528	\$ 751.528	1%
Patrimonio	\$ -	\$ 98.175.372	\$ 98.175.372	93%
Capital suscrito y pagado		\$ 3.377.760	\$ 3.377.760	3%
Reserva Legal		\$ 835.767	\$ 835.767	1%
Otras Reservas		\$ -	\$ -	0%
Ganancias acumuladas		\$ 93.961.845	\$ 93.961.845	89%
Porcentaje de participación	11%	89%	100%	

Fuente: SUI.

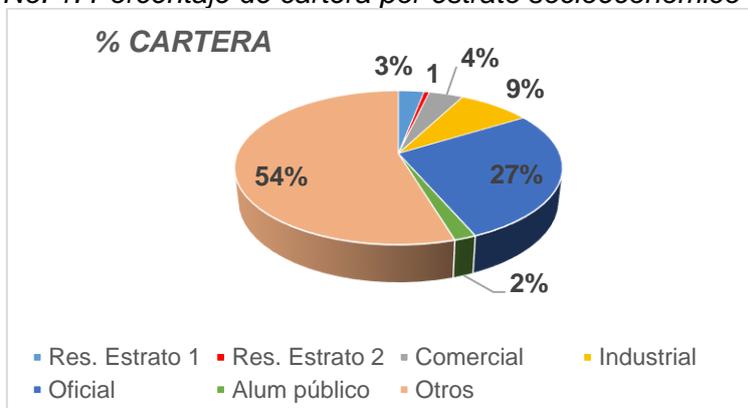
En cuanto al estado de situación financiera de los \$105.992 millones del activo, \$11.631 millones corresponden a parte corriente, dejando el restante \$94.361 millones a activo a largo plazo, el rubro más significativo para la compañía es la propiedad, planta y equipo, posicionado en \$93.755 millones equivalente al 88% de los activos totales (Tabla 5), el siguiente rubro que acumula parte del activo son las cuentas por cobrar, estas contienen la deuda de los usuarios por consumo de energía eléctrica, cuentas por cobrar al ministerio por el cobro de los subsidios y las cuentas por cobrar a las a sistema de transmisión regional (STR), el efectivo y equivalente de efectivo acumula \$199 millones. (Tabla 5).

*Tabla No. 6. Cartera del Servicio Publico Domiciliario 2019
(Cifras en pesos)*

CONCEPTOS	CARTERA CORRIENTE	CARTERA VENCIDA	TOTAL, CARTERA	% CARTERA	DETERIORO	NETO DE CARTERA	% CARTERA
Res. Estrato 1	395.613.000	0	395.613.000	5%	243.492.000	152.121.000	3%
Res. Estrato 2	59.109.000	0	59.109.000	1%	27.649.000	31.460.000	1%
Res. Estrato 3	53.331.000	0	53.331.000	1%	30.249.000	23.082.000	0%
Res, Estrato 4	184.000	0	184.000	0%	0	184.000	0%
Comercial	571.340.000	0	571.340.000	7%	369.028.000	202.312.000	4%
Industrial	925.425.000	0	925.425.000	11%	494.930.000	430.495.000	9%
Oficial	3.003.078.000	0	3.003.078.000	37%	1.625.234.000	1.377.844.000	27%
Alum público	92.050.000	0	92.050.000	1%	0	92.050.000	2%
Otros	3.023.935.000	0	3.023.935.000	37%	269.405.000	2.754.530.000	54%
Total, Comercialización	8.124.065.000	0	8.124.065.000	100%	3.059.987.000	5.064.078.000	100%

Fuente: SUI.

Grafica No. 1. Porcentaje de cartera por estrato socioeconómico año 2019



La cartera del servicio suma \$5.064 millones descontado el deterioro causado por la empresa, de estos \$ 2.720 millones corresponden a subsidios del fondo de solidaridad y redistribución del ingreso (FSRI) a cargo del ministerio de minas y energía, \$302 millones por cobrar al Sistema de transmisión regional por cargos por uso del nivel de tensión 4 de la zona centro sur del país, en cuanto a usuarios, es el sector el oficial los que deben una mayor porción de la cartera con \$1.378 millones, seguido por el estrato comercial con \$430 millones equivalente al 9%, de los estratos residenciales es el estrato 1 el que tiene una mayor cuenta por cobrar equivalente al 3% de toda la cartera del servicio público.

El recaudo de la facturación según datos certificados al sistema único de información SUI en el año 2019 se posiciona en el 70%. La tabla No 7 muestra el comportamiento por estrato económico, este porcentaje de recaudo es la consecuencia de la cartera del servicio que mantiene la compañía.

*Tabla 7. Recaudo por estrato socioeconómico
(Cifras en pesos)*

CONCEPTO	FACTURACIÓN TOTAL	RECAUDO TOTAL	% Recaudo
Res. Estrato 1	8.042.690.797	5.643.528.175	70%
Res. Estrato 2	5.488.278.070	3.851.105.644	70%
Res. Estrato 3	1.603.568.033	1.125.218.114	70%
Res, Estrato 4	8.582.120	6.022.043	70%
Comercial	0	0	0%
Industrial	6.246.806.182	4.383.362.183	70%
Oficial	1.343.316.022	942.600.183	70%
Alum público	8.669.842.753	6.083.598.522	70%
Otros	0	0	0%
Total, Comercialización	32.089.604.301	22.545.513.646	70%

Fuente: SUI.

*Tabla 8. Propiedad planta y equipo 2019
(Cifras en pesos)*

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO 2019	COSTO HISTORICO 2018	VARIACIÓN	%Variación
Construcciones Curso	\$ 8.673.390.223	\$ 0	\$ 8.673.390.223	
Bienes en Bodega	\$ 39.414.278	\$ 108.870.886	-\$ 69.456.608	-64%
Edificaciones	\$ 1.399.204.903	\$ 588.645.792	\$ 810.559.111	138%
Plantas Ductos y Túneles	\$ 17.922.867.996	\$ 17.886.867.995	\$ 36.000.001	0%
Redes líneas y cables	\$ 78.576.895.193	\$ 77.113.489.245	\$ 1.463.405.948	2%
Maquinaria y Equipo	\$ 321.021.241	\$ 207.807.261	\$ 113.213.980	54%
Muebles y Enseres	\$ 337.107.202	\$ 292.497.004	\$ 44.610.198	15%
Equipo de Comunicación	\$ 1.199.202.125	\$ 930.248.113	\$ 268.954.012	29%
Equipo de Transporte	\$ 789.017.838	\$ 735.403.950	\$ 53.613.888	7%
TOTALES	\$ 109.258.121.000	\$ 97.863.830.246	\$ 11.394.290.754	12%
DEPRECIACION ACUMULADA	\$ 13.275.986.055	\$ 10.399.385.005	\$ 2.876.601.050	28%
VALOR LIBROS PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	\$ 95.982.134.945	\$ 87.464.445.241	\$ 8.517.689.703	10%

Fuente: SUI.

La propiedad, planta y equipo de una vigencia a otra varía en un 12%, con un ejercicio propio efectuado por la Dirección Técnica de Gestión de Energía se puede establecer que esta variación principalmente obedece a ajustes de rubros, tales como la inclusión de construcciones en curso por \$8.673 millones, los conceptos de activos fijos misionales como son plantas ductos y túneles, y redes líneas y cables no denotan un mayor aumento indicando una baja inversión en los activos que son remunerados

tarifariamente, es así como el aumento en las líneas asciende a \$1.463 millones equivalente al 2% del total de este concepto y en las plantas ductos y túneles el ejercicio no muestra aumento.

Teniendo en cuenta que para la vigencia 2019 se le solicita a la compañía distribuir sus actividades vigiladas de las no vigiladas se pudo efectuar un resumen de esta distribución el cual se muestra en la (tabla 9):

*Tabla No. 9. Propiedad planta y equipo Activos vigilados – Activos no vigilados
(Cifras en pesos)*

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO 2019	ACTIVIDAD DE ENERGÍA	OTRAS ACTIVIDADES
Construcciones Curso	\$ 8.673.390.223	\$ 8.673.390.223	
Bienes en Bodega	\$ 39.414.278	\$ 250	\$ 39.414.029
Edificaciones	\$ 1.399.204.903	\$ 959.649.721	\$ 439.555.182
Plantas Ductos y túneles	\$ 17.922.867.996	\$ 17.922.867.996	
Redes líneas y cables	\$ 78.576.895.193	\$ 78.576.895.193	
Maquinaria y Equipo	\$ 321.021.241	\$ 0	\$ 321.021.241
Muebles y Enseres	\$ 337.107.202	\$ 0	\$ 337.107.202
Equipo de Comunicación	\$ 1.199.202.125	\$ 0	\$ 1.199.202.125
Equipo de Transporte	\$ 789.017.838	\$ 0	\$ 789.017.838
TOTALES	\$ 109.258.121.000	\$ 106.132.803.384	\$ 3.125.317.616
DEPRECIACION ACUMULADA	\$ 13.275.986.055	\$ 12.377.298.896	\$ 898.687.159
VALOR LIBROS PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	\$ 95.982.134.945	\$ 93.755.504.488	\$ 2.226.630.457

Fuente: SUI.

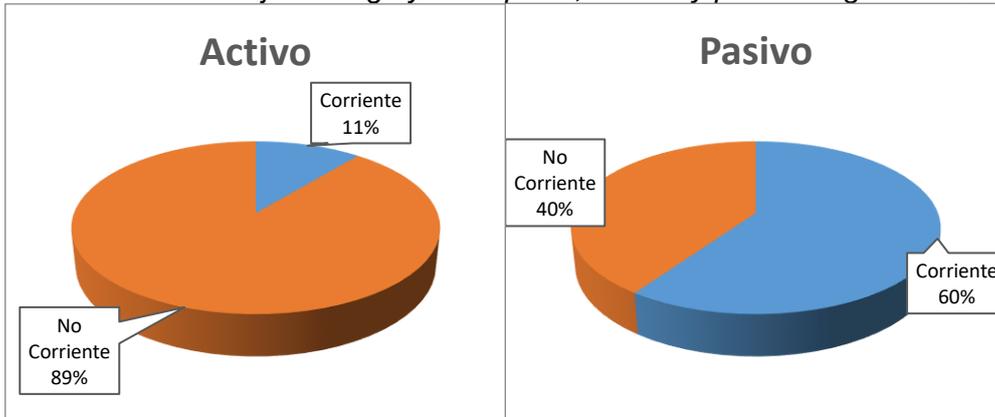
Los pasivos de la compañía suman \$7.817 millones, siendo los más importantes las cuentas por cobrar para la adquisición de bienes y servicios con \$3.630 millones que acumulan el 46% de la deuda con terceros independientes, lo siguen las provisiones estimadas por litigios y demandas que ascienden a \$2.399 millones, según las notas a los estados financieros corresponden a:

“ (...) Valor estimado de obligaciones debido a controversias judiciales a cargo de la entidad como son proceso arbitral, litigios administrativos, civiles, laborales “

Luego en menor porcentaje se encuentran los ingresos recibidos por anticipado con \$1.000 millones y las otras cuentas comerciales por pagar con \$ 34 millones.

Con relación al capital de trabajo este asciende a \$7.767 millones de pesos, si bien la porción corriente del activo es proporcionalmente inferior a la del pasivo como lo muestra la (gráfica 2), los recursos propios corrientes superan el endeudamiento a corto plazo que tiene la compañía en la vigencia 2019, lo que produce un capital de trabajo positivo.

Grafica 2. Porcentaje de largo y corto plazo, activos y pasivos vigencia 2019



Fuente: SUI.

Lo relacionado con el patrimonio individual de la empresa se posiciona en \$ 100.678 millones. La (gráfica 3) muestra cómo se encuentra distribuido, donde el rubro de ganancias acumuladas mantiene la mayor porción del apalancamiento con socios, con el 96%, este rubro agrupa las ganancias y pérdidas de ejercicios anteriores, la pérdida del ejercicio y los efectos de transición al nuevo marco regulatorio NIF, las reservas legales de la compañía ascienden a 920 millones y el capital suscrito y pagado de los socios a \$3.720 millones de pesos

Grafica 3. Rubros del patrimonio 2019 - 2018
Cifras en miles de pesos



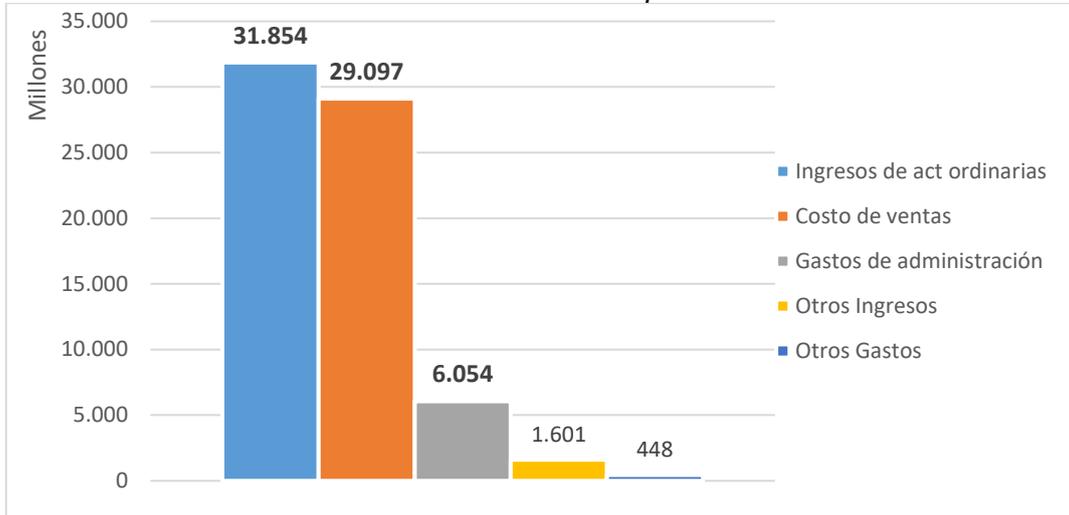
Fuente: SUI.

2.2.4. Estado de Resultados Integrales

La empresa presta las actividades de distribución y comercialización en el sistema interconectado nacional (SIN) y actividades de generación distribución y comercialización en las zonas no interconectadas (ZNI), de la prestación de estas actividades obtuvo para la vigencia 2019 ingresos por 31.854 millones distribuidos como lo muestra la (Gráfica 4). Es de anotar que para este periodo la compañía no causa

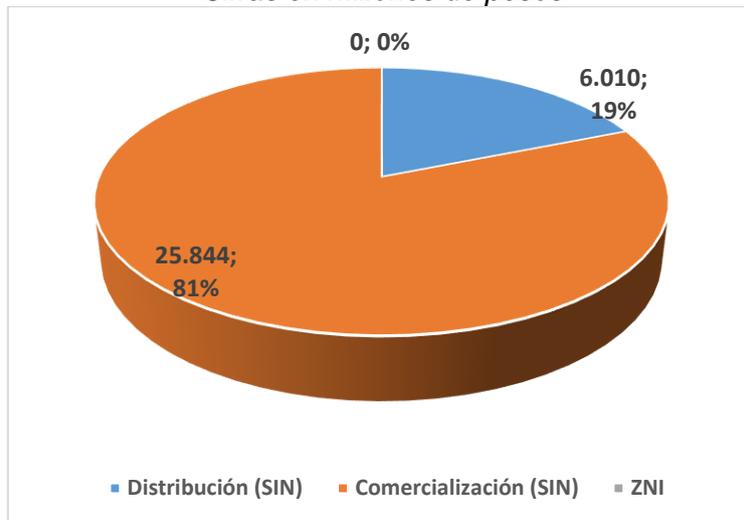
ingresos provenientes de su actividad como prestador de servicios públicos en las zonas no interconectadas.

Grafica 4. Rubros del Estado de resultados 2019
Cifras en millones de pesos



Fuente: SUI.

Grafica 5. Ingresos por actividades 2019
Cifras en millones de pesos



Fuente: SUI.

Los costos más representativos corresponden a compras de energía con un 44% de las compras de energía, son los contratos a largo plazo los que mantienen una mayor porción, siguen los beneficios a empleados 17%, uso de líneas redes y ductos 10%, depreciaciones 8%.

Tabla 10. Costos y gastos 2019

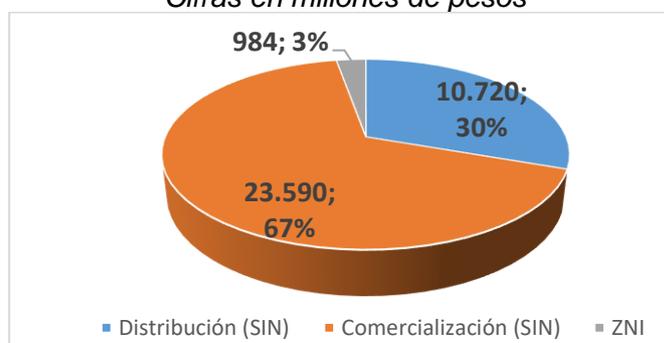
(Cifras en pesos)

Gastos Operativos y Administrativos		Valor	%
Beneficios a empleados		5.944.819.000	17%
Honorarios		2.403.960.000	7%
Impuestos, Tasas y Contribuciones (No incluye impuesto de renta)		606.416.000	2%
Generales		1.475.760.000	4%
Deterioro		156.409.000	0%
Depreciación		2.854.092.000	8%
Amortización		145.091.000	0%
	Litigios y demandas	98.212.000	0%
	Total, gastos de provisiones	98.212.000	0%
Arrendamientos		49.550.000	0%
	Comisiones	1.000	0%
	Gastos diversos	405.524.000	
	Donaciones	36.399.000	0%
	Total, otros gastos	441.924.000	1%
	Compras en bloque y/o a largo plazo	13.949.226.000	40%
	Compras en bolsa y/o a corto plazo	1.577.560.000	4%
	Uso de Líneas, redes y ductos	3.377.784.000	10%
	Manejo comercial y financiero del servicio	70.501.000	0%
	Total, de bienes y servicios públicos para la venta	18.975.071.000	54%
Órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones		670.184.000	2%
Servicios públicos		233.344.000	1%
Materiales y otros gastos de operación		216.818.000	1%
Seguros		44.959.000	0%
Órdenes y contratos por otros servicios		976.641.000	3%
Total, gastos operativos administrativos		35.293.250.000	100%

Fuente: SUI.

En cuanto a los gastos tanto operativos como administrativos, la compañía, si muestra erogaciones en sus actividades tanto del (SIN) como de la (ZNI). La gráfica 6 muestra su comportamiento y evidencia que la actividad de comercialización es la que consume mayores recursos para su operación.

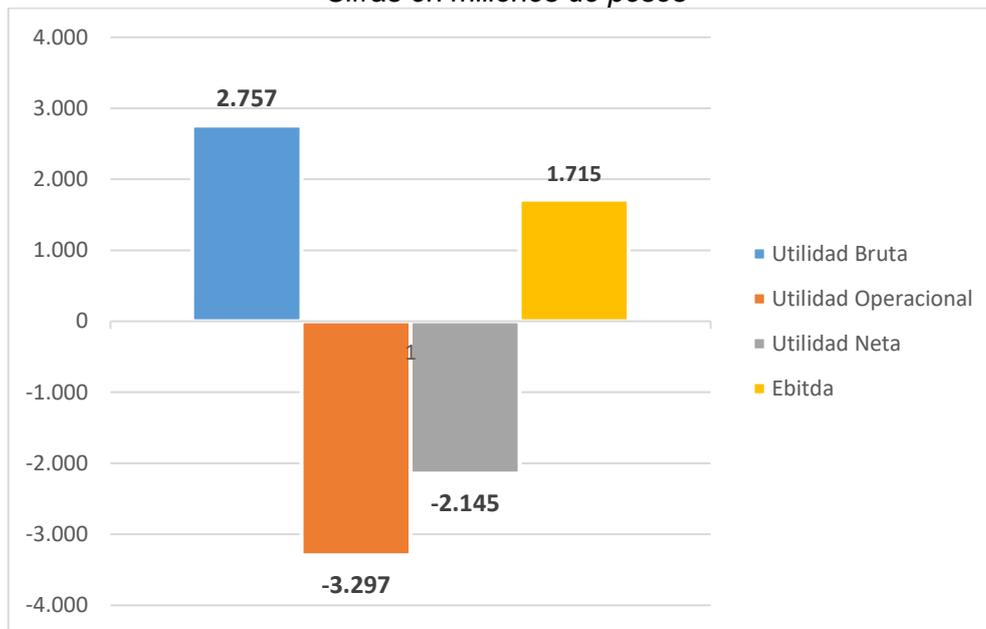
Grafica 6. Costos y Gastos por actividades 2019
Cifras en millones de pesos



Fuente: SUI.

Para la vigencia 2019 la empresa produce resultados negativos (Grafica 7), con una pérdida neta de \$2.145 millones, verificando otro tipo de resultados los operacionales registran pérdidas por el orden de \$ 3.297 millones, lo que significa que ingresos distintos a la operación ayudan a disminuir la perdida general del ejercicio, el Ebitda de la compañía muestra un valor positivo de \$1.715 millones.

*Grafica 7. Utilidades del ejercicio 2019
Cifras en millones de pesos*



Fuente: ESP

Realizando un análisis sobre donde están acumuladas las perdidas encontramos que la actividad de comercialización genera utilidades por el orden de los \$2.255 millones las cuales son consumidas por las pérdidas generadas en la actividad de distribución con \$4.710 millones y la operación negativa de las Zonas no Interconectadas que al no tener ingresos producen pérdidas por \$984 millones.

*Grafica 8. Resultados del ejercicio por actividades 2019
Cifras en millones de pesos*





Fuente: SUI.

2.2.5. Estado de flujos de efectivo

Tabla 11. Flujo de caja de efectivo

Conceptos	Valor
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	408.062.000
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	-1.035.519.000
Otros pagos por actividades de operación	-14.107.027.000
Flujos de efectivo netos procedentes (utilizados en) operaciones.	15.550.608.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	15.550.608.000
Cobros por ventas de propiedades, planta y equipo y de otros activos a largo plazo	-4.988.803.000
Pagos por la adquisición de propiedades, planta y equipo	11.394.290.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-16.383.093.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	-832.485.000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	-832.485.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al comienzo del periodo	1.324.182.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	491.697.000

Fuente: ESP.

La empresa disminuyó su efectivo con relación a la vigencia anterior en 832 millones como producto de mayores utilidades en efectivos de la operación, el flujo evidencia que no se tiene acceso a financiamiento con la banca impidiendo apalancamiento con terceros que le permita realizar inversiones estratégicas de la compañía.

2.2.6. Situación Emergencia Económica 2020

Mediante la Resolución SSPD No. 20201000009825 modificada por la Resolución SSPD No. 20201000010215, se habilitó un esquema de reporte temporal de información financiera y operativa para los Prestadores durante el periodo de las emergencias sanitaria, económica, social y ecológica declaradas por el Gobierno Nacional mediante el Decreto 417 de 2020.

Lo anterior, le ha permitido a esta SSPD, efectuar un seguimiento diario al flujo de caja de los Prestadores a nivel empresarial.

Es así, como basados en la información recibida por parte de los Prestadores, se elaboró un modelo de riesgo, que evalúa por medio de Scoring los indicadores que se calculan con dicha información y permiten calificar a la ESP en los riesgos bajo, medio bajo, medio alto y alto.

Hasta la fecha, se han elaborado 26 informes de seguimiento al flujo de caja diario, en los cuales, Energuaviare es la segunda empresa con mayor número de días en riesgo de liquidez, considerados estos con un puntaje superior al 60%, tal y como lo muestra el siguiente top de puntaje de riesgo:

Grafica 9. Resultados Riesgo emergencia económica 2020

ACTIVIDAD	06-abr	08-abr	13-abr	15-abr	20-abr	28-abr	30-abr	13-may	19-may	26-may	28-may	31-may	08-jun	Días en Riesgo
	ENERGUAVIARE SAESP CDG	SC	53%	88%	88%	88%	53%	65%	61%	61%	61%	50%	50%	
12-jun		19-jun	24-jun	30-jun	07-jul	16-jul	24-jul	31-jul	06-ago	14-ago	21-ago	31-ago	07-sep	
35%		49%	49%	35%	35%	35%	45%	55%	45%	35%	65%	20%	30%	



Fuente: Elaboración propia DTGE.

Como se puede observar, de un total de 26 informes, Energuaviare presenta riesgo medio alto para 11 días y 3 días para riesgo alto, teniendo un promedio de Scoring del 53%, que la ubica en un riesgo medio alto. De sus mayores inconvenientes, se presentan el hecho de no acceso a la banca financiera, donde la ESP, manifiesta que por la situación presentada en su situación financiera la banca no les permite acceder a créditos de ninguna índole.

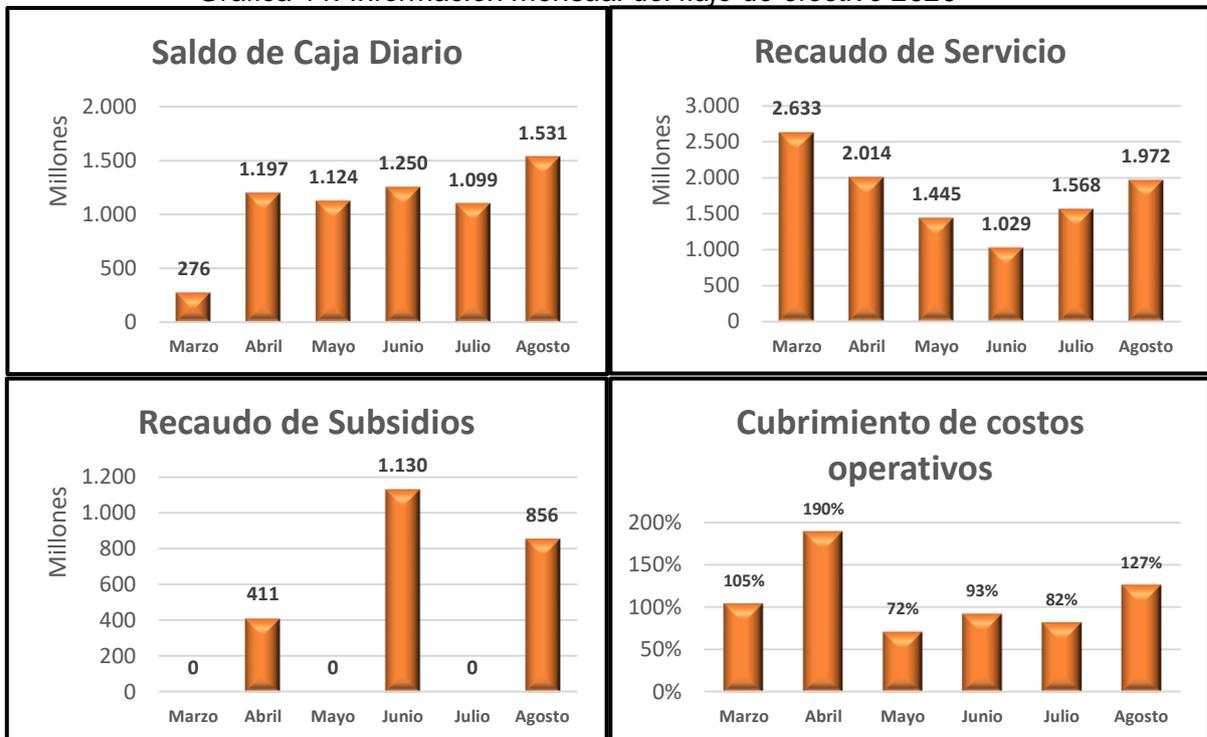
Grafica 10. Comportamiento del riesgo emergencia económica 2020



Fuente: Elaboración propia DTGE.

El anterior histograma, refleja el porcentaje y días en riesgo que ha tenido Energuaviare, donde muestra que para la mayor parte de los días han estado ubicados en el rango de Scoring de 47% a 61% de puntaje de riesgo de liquidez.

Grafica 11. Información mensual del flujo de efectivo 2020



Fuente: Elaboración propia DTGE.

En las gráficas anteriores, se refleja el comportamiento de la compañía para los periodos de la emergencia económica y sanitaria ocasionada por la pandemia covid 19. En la gráfica superior izquierda se muestra que la caja ha mantenido un saldo por encima de los mil millones de pesos en promedio, donde su pico más alto es el mes de agosto con \$1.500 millones, la gráfica superior derecha evidencia como ha sido el recaudo de la facturación donde se refleja que para los meses de abril, mayo y junio sufrió un descenso importante, para los meses de agosto y septiembre muestra indicios de recuperación, la gráfica inferior izquierda evidencia que se han recibido subsidios en los meses de abril, junio y agosto, en la gráfica inferior derecha se detallan las complicaciones que tuvo la compañía por cuanto sus recaudos no cubren la totalidad de los costos operativos promedio que necesita la prestadora para el desarrollo de su operación

2.3. Plan de Gestión de Riesgos de Desastres de Entidades Públicas y Privadas – PGRDEPP

Teniendo en cuenta que por razones de la pandemia COVID-19 no se pudo realizar presencialmente la visita se constata que los resultados obtenidos se basan en la información suministrada por el prestador a través de documentos remitidos, información reportada al Sistema Único de Información – SUI, reunión visita virtual realizada el 11 de septiembre de 2020 en horas de la mañana, en la cual se realizó la presentación del sistema de gestión del riesgo de la empresa y se presentaron videos de la situación actual de operación de la empresa.

2.3.1. Marco de Referencia para la Gestión del Riesgo de Desastres

En el marco de lo mencionado en el párrafo 1 del artículo 2.3.1.5.2.3.1. del Decreto 2157 de 2017 el cual indica que “(...) las entidades públicas y privadas responsables del PGRDEPP deben (i) garantizar su integración con los sistemas de gestión de su entidad (...)”, de acuerdo a lo manifestado en visita virtual con el prestador Energuaviare y de acuerdo a los documentos aportados se observa que aunque anteriormente ya contaban con un Plan de Contingencias hasta hace poco se inició a trabajar en la construcción e implementación de lo estipulado en el decreto anteriormente mencionado ya que los documentos correspondientes al PGRDEPP corresponden a la primera versión elaborada con fecha del 27 de agosto de 2020. Vale la pena mencionar que la codificación utilizada para el documento PGRDEPP, titulado “Plan de Gestión del riesgo de Desastres” corresponde a la misma del documento “Plan de Continuidad del Negocio”, lo cual puede estar generando inconvenientes ya que cuando se menciona que se va a codificar los documentos del Sistema de Gestión, se refiere a codificar los formatos de los documentos, para esto, se debe establecer una edición del formato que se encuentra asociada a una fecha concreta de aplicación de dicho formato; para su respectiva identificación y trazabilidad.

Tabla 12. Documentación con misma codificación

Título del Documento	Versión	Fecha	Código	Tipo
Plan de Gestión del Riesgo de Desastres	1.0	27/08/2020	E-GDE-OT-01	PDF
Plan de Continuidad del Negocio	1	30/06/2018	E-GDE-OT-01	PDF

Fuente: ESP.

De acuerdo con lo manifestado por el prestador en la reunión del 11 de septiembre del 2020 en horas de la mañana y de acuerdo a lo encontrado en el documento titulado “Plan de Gestión del Riesgo Desastres”, teniendo en cuenta que se está implementando el decreto aún no han definido la metodología adoptada para administrar la gestión del riesgo, ya que como se observa en el documentos PGRDEPP titulado “Plan de Gestión del Riesgo Desastres” la metodología para la gestión del riesgo de desastres mencionada en las páginas 13 a 22, se refieren a la descripción del reporte del formato TT10 Plan de Gestión de Riesgos.

2.3.2. Política de Gestión del Riesgo de Desastres

De acuerdo con lo manifestado por el prestador durante la reunión virtual realizada el 11 de septiembre de 2020 en horas de la mañana manifiesta que cuenta con política de gestión de riesgos la cual se encuentra en proceso de actualización de acuerdo a los lineamientos establecidos en MIPG (se encuentra publicada en la página de la empresa). Sin embargo, de acuerdo a lo observado en los documentos aportados, así como lo encontrado en la página web, el prestador actualmente no cuenta con una política de gestión integral del riesgo, en la cual exponga claramente el fundamento para realizar la intervención de los riesgos, los objetivos de la organización y su compromiso, así como la gestión para intervención del riesgo, la rendición de cuentas y responsabilidades de la gestión de riesgos y la forma en que los intereses en conflicto son tratados.

El prestador menciona que esta política de gestión integral de riesgos da cubrimiento a los procesos de:

- Seguridad y Salud en el Trabajo
- Ambiental
- **Riesgo de Desastres.**

En este orden de ideas, es importante que el prestador realice los ajustes pertinentes con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en el ítem b) Implementación de Gestión del Riesgo, numeral 1.1.3. Contexto Interno del artículo 2.3.1.5.2.1. del Decreto 2157 de 2017.

2.3.3. Objetivo

Conforme con lo definido en el ítem b) Implementación de Gestión del Riesgo, numeral 1.1.3. Contexto Interno del artículo 2.3.1.5.2.1. del Decreto 2157 de 2017, de acuerdo con lo observado en el documento aportado titulado “Plan de Gestión del riesgo de Desastres”, en la página 2 el objetivo es:

“Orientar las acciones necesarias que conduzcan a minimizar los efectos adversos en la Empresa de Energía Eléctrica ENERGUAVIARE S.A. E.S.P., con el fin de dar continuidad a la gestión institucional y asegurar el cumplimiento de los objetivos.”

Así mismo, de acuerdo a lo informado durante la reunión del 11 de septiembre de 2020 de acuerdo a lo presentado por el prestador se observa que el compromiso está asociado a la política de calidad, requerimiento del MECI 2014, la política anticorrupción,

la política de Seguridad y Salud en el Trabajo y la política ambiental; esta se compromete a evaluar e intervenir aquellos riesgos tanto internos como externos, que puedan afectar de manera negativa el logro de los objetivos institucionales y la seguridad de los trabajadores, a través de métodos de identificación, análisis, valoración, definición de alternativas de eliminación y/o minimización de los riesgos, brindando los recursos necesarios para mitigarlos con el fin de cumplir los objetivos institucionales dentro de una gestión transparente y libre de corrupción.

2.3.4. Alcance

De acuerdo con lo definido en el ítem b) Implementación de Gestión del Riesgo, numeral 1.1.3. Contexto Interno del artículo 2.3.1.5.2.1. del Decreto 2157 de 2017, se debe indicar el alcance del Plan de Gestión de Riesgos de Desastres de Entidades Públicas y Privadas PGRDEPP, en este orden de ideas de acuerdo con lo observado en el documento aportado titulado “Plan de Gestión del riesgo de Desastres” en la página 2, respecto al alcance se indica:

“El Plan de Gestión del Riesgo de Desastres aplica para los servicios de distribución del servicio de energía eléctrica del Departamento del Guaviare”

Teniendo en cuenta que como se observa en lo mencionado en el documento solo aplica a la distribución dentro de los municipios del departamento del Guaviare y teniendo en cuenta que el área de prestación del servicio se extiende a los municipios de San José del Guaviare, Retorno, Calamar (Guaviare), y el municipio de Puerto Concordia en el Meta y adicionalmente cuentan con Zonas No Interconectadas se sugiere realizar los ajustes pertinentes para que cubra a toda la infraestructura de la empresa y se dé cumplimiento a lo mencionado en el artículo 2.3.1.5.1.1.2. Alcance.

“ El Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas (PGRDEPP) incluirá, entre otros aspectos, el análisis específico de riesgo que considere los posibles efectos de eventos de origen natural, socio-natural, tecnológico, biosanitario o humano no intencional, sobre la infraestructura expuesta y aquellos que se deriven de los daños de la misma en su área de influencia de posible afectación por la entidad, así como de su operación que puedan generar una alteración intensa, grave y extendida en las condiciones normales de funcionamiento de la sociedad. Con base en ello realizará el diseño e implementación de medidas para reducir las condiciones de riesgo actual y futuro, además de la formulación del plan de emergencia y contingencia, con el fin de proteger la población, mejorar la seguridad, el bienestar y sostenibilidad de las entidades” (Subrayado fuera de texto)

Adicionalmente, teniendo en cuenta que el prestador indica que tiene como alcance todos los procesos y las diferentes partes interesadas de la empresa y el objetivo es orientar las acciones necesarias que conduzcan a minimizar los efectos adversos en la empresa, con el fin de dar continuidad a la gestión institucional y asegurar el cumplimiento de los objetivos institucionales, junto con el compromiso al cumplimiento de la misión institucional; se sugiere realizar los ajustes pertinentes con el fin de dar cumplimiento a lo indicado en el Decreto 2157 de 2017

2.3.5. Responsabilidades

De acuerdo con lo definido en el ítem a) Gobierno, numeral 1.1.3. Contexto Interno del artículo 2.3.1.5.2.1. del Decreto 2157 de 2017, conforme a lo manifestado por el prestador y a lo consignado en el documento aportado titulado “Plan de Gestión del riesgo de Desastres” en la página 12, se observa que se encuentran definidas las responsabilidades a nivel gerencia, subgerencia financiera, dirección de planeación, subgerencia de distribución y subgerencia administrativa, lo cual se presenta en la tabla a continuación:

Tabla 13 Responsables en la Administración del Riesgo de Desastres

RESPONSABLE	RESPONSABILIDAD
Gerencia	Genera las políticas para la gestión del riesgo de desastres y asigna los recursos.
Dirección de Planeación	Establece la metodología del riesgo de desastre.
Subgerencia Financiera	Controla la asignación del recurso para la gestión del riesgo de desastres.
Subgerencia de Distribución	Reestablece la operación de la distribución del servicio de acuerdo con el plan de contingencia establecido.
Subgerencia Administrativa	Toma las medidas de prevención y protección definidas por el sistema de seguridad y salud en el trabajo para la gestión del riesgo de desastre.

Fuente: Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Versión: 1.0, Fecha: 27/08/2020, Código: E-GDE-OT-01.

2.3.6. Metodología de Valoración del Riesgo.

Como se indica en el numeral 1.2. Valoración del riesgo, del artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017 la valoración del riesgo incluye la identificación, el análisis y la evaluación del riesgo, concordante con el análisis y evaluación del riesgo mencionado en la Ley 1523 de 2012, en el cual se estiman los daños y pérdidas potenciales, comparables con los criterios de seguridad ya establecidos, con el propósito de definir tipos de intervención mediante la reducción del riesgo o del manejo del desastre.

En este orden de ideas la valoración del riesgo se puede realizar con grados diversos de profundidad y detalle utilizando uno o diversos métodos – técnicas las cuales como menciona la NTC-IEC ISO 31010 de 2013, deben ser adecuadas y justificables a la empresa; para ello se debe contar con los criterios mínimos solicitados en los numerales 1.1.5 Criterios del Riesgo y 1.2. Valoración del Riesgo mencionados del artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017, en los cuales entre otras se definen la(s) metodología(s) de valoración del riesgo.

Teniendo en cuenta que el documento aportado titulado “Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Versión: 1.0, Fecha: 27/08/2020, Código: E-GDE-OT-01” no cuenta con esta información y en el documento aportado titulado: “Mapa de Riesgos, Versión: 2, Fecha: 31/07/2018, Código: E-GDE-MR-03, Formato: Excel”.

Se observan dos cuadros llamados mapas de calor, los cuales corresponden a la técnica de valoración del riesgo mencionada en la NTC-IEC ISO 31010 de 2013 correspondiente a la de “Análisis de causa y consecuencia”; por ello y debido a que esta matriz no está mencionada dentro de los documentos del PGRDEPP se sugirió realizar ajustes con el fin de poder observar el procedimiento de valoración del riesgo de la empresa e incluirlo en el “*Plan de Gestión del Riesgo de Desastres*”, ya que el documento actualmente no cuenta con esta información por lo cual presuntamente no permite el cumplimiento de los lineamientos mínimos requeridos en los numerales 1.1.5 Criterios del Riesgo y 1.2. Valoración del Riesgo mencionados del artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017; generando que no se puedan evidenciar la totalidad de los riesgos a los cuales están expuestos y por ende los escenarios que se pueden presentar, afectando los procesos de reducción del riesgo y manejo de desastres, o como se observó durante la reunión sin plasmar procesos de gestión de reducción del riesgo que se están realizando.

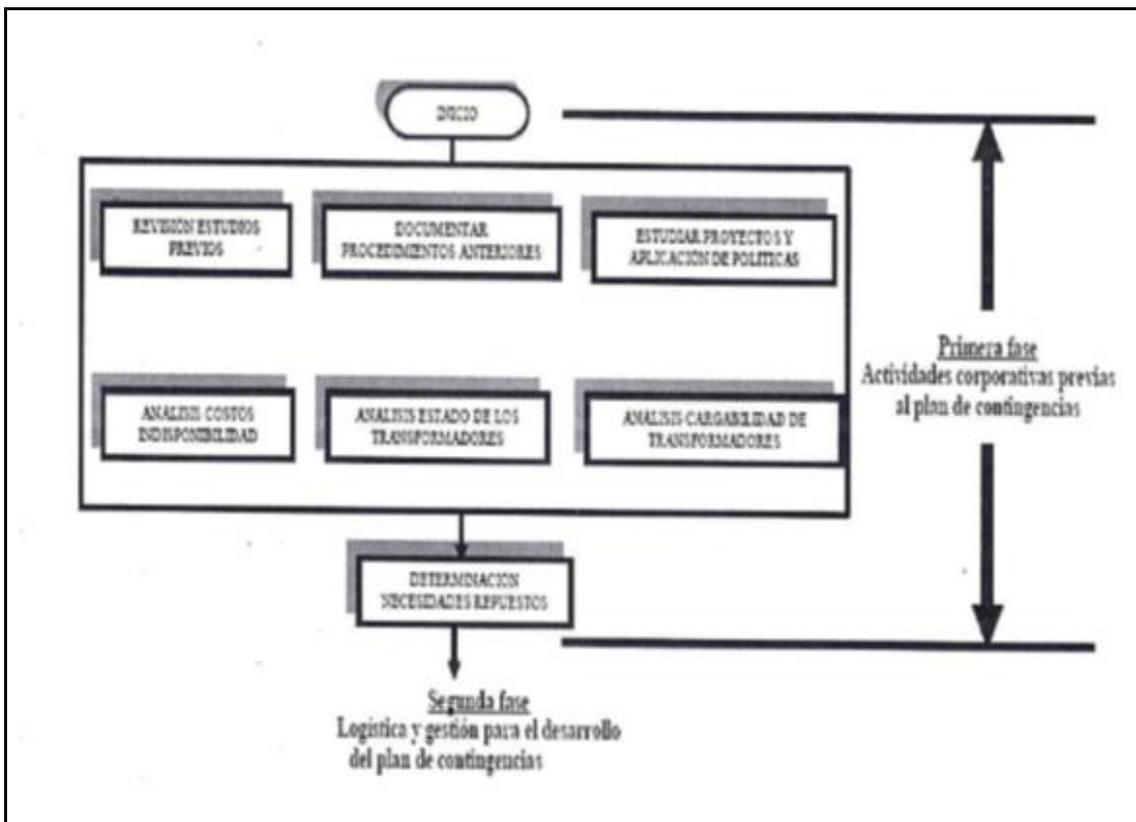
2.3.7. Proceso de Reducción del Riesgo

Teniendo en cuenta que como se indica en el numeral 2 del artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017, este corresponde al tratamiento del riesgo para definir el tipo de intervención, las directrices para el diseño y las especificaciones técnicas de las medidas a implementar para modificar los riesgos identificados, analizados y evaluados en el proceso de conocimiento del riesgo (mencionado en la valoración del riesgo) mediante: reducir el riesgo actual (mitigación del riesgo - intervención correctiva), reducir el riesgo futuro (prevención del riesgo-intervención prospectiva) y la protección financiera.

De acuerdo con lo anterior, en el documento principal aportado titulado “*Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Versión: 1.0, Fecha: 27/08/2020, Código: E-GDE-OT-01*” no se observa esta información; sin embargo, en el documento titulado “*Plan de Contingencia para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica Código: M-GD-OT-01 Versión 3*” página 10 indican:

“(...) Primera fase: Acciones de tipo corporativo. Las acciones corresponden a políticas generales, planteada para ofrecer herramientas de apoyo al desarrollo de los planes de contingencia, en la siguiente figura se presentan las actividades que comprenden esta fase (...)”

Ilustración 1. Reducción del Riesgo



Fuente: Plan de Contingencia para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica Código: M-GD-OT-01 Versión 3

Por lo anterior, se sugiere realizar los ajustes respectivos con el fin de dar cumplimiento a lo mencionado en el indica en el numeral 2 del artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017.

2.3.8. Protección Financiera

Conforme a lo indicado en el numeral 2.3 del artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017, pertenece a los instrumentos del mercado financiero suscritos de manera anticipada para disponer de recursos económicos, una vez se materialice el riesgo, para cubrir el costo de los daños y la recuperación.

La entidad responsable deberá suscribir coberturas financieras que le permitan atender los impactos antes la ocurrencia de un desastre ya sea por el ejercicio de la actividad propia o por aquellos eventos de origen natural que afecten directamente a la entidad o al entorno acorde a las ofertas que para ello ofrezca el mercado financiero.

Dentro de los documentos correspondientes al PGRDEPP no se encuentra información correspondiente a protección financiera, sin embargo, dentro de los documentos técnicos aportados se encuentra un documento emitido el 14 de septiembre de 2020 por la empresa "LAM'S SOLUCIONES EMPRESARIALES SAS ZOMAC", en el cual se indica:

“(...) durante varios meses se ha venido realizando la gestión de condiciones para asegurar los bienes de la empresa ENERGUAVIARE ESA ESP, las cuales se les solicitado a varias compañías entre ellas:

SEGUROS GENERALES SURAMERICANA, BERKLY SEGUROS, SEGUROS DEL ESTADO, SEGUROS CHUBB, PREVISORA SEGUROS Y AXA COLPATRIA.

De las cuales varias han rechazado otorgar condiciones para esta empresa de inmediato por las condiciones del mercado y los reaseguradores.

(...)

Por parte de PREVISORA SEGUROS Y AXA COLPATRIA en el momento nos encontramos pendiente a la respuesta definitiva ya que ellos de igual manera están a la espera de conseguir condiciones de reasegurador, para poder otorgar condiciones, teniendo en cuenta las condiciones del mercado (...)

Por lo cual, se sugiere realizar las gestiones correspondientes con el fin de dar cumplimiento al numeral 2.3 del artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017.

2.3.9. Proceso de Manejo de Desastres

Como se menciona en el numeral 3 del artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017, este proceso corresponde a tomar los resultados del análisis específico de riesgos (Proceso de Conocimiento) y las medidas implementadas de reducción del riesgo, para posteriormente estructurar el Plan de Emergencia y Contingencia del proceso de manejo del desastre el cual se compone de: preparación para la respuesta, ejecución de la respuesta y la preparación y ejecución de la recuperación (rehabilitación y reconstrucción-Recuperación-Post desastre), estas últimas se realizarán acorde a lo establecido en la evaluación inicial y post emergencia, de acuerdo al grado de impacto sobre la población, los bienes y los servicios interrumpidos y deteriorados.

Dentro del documento principal aportado titulado “*Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Código: E-GDE-OT-01 Versión: 1.0 Fecha 27/08/2020*” se menciona que el manejo de emergencias se realiza a través del “Plan de Contingencia para la Prestación del Servicio de Energía Eléctrica Código: M-GD-OT-01 Versión 3”, sin embargo, le faltan algunos pocos ítems mencionados en el numeral 3 del artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017, por lo cual se sugirió verificar y hacer los ajustes respectivos con el fin de dar cumplimiento al decreto en mención.

2.3.10. Plan de Inversiones

De acuerdo con lo establecido en el artículo 2.3.1.5.2.1.2. del Decreto 2157 de 2017, la aplicación del PGRDEPP, adicional al desarrollo de los procesos de gestión del riesgo de desastres estipulados anteriormente (conocimiento del riesgo, reducción del riesgo y manejo de los desastres), deberá incluir una programación que conciba la ejecución de las acciones de intervención a desarrollar en cada uno de estos procesos de gestión, en función de los plazos contemplados para la misma (corto, mediano y largo plazo), las áreas responsables de su coordinación, gestión y ejecución, presupuesto, y programación financiera que permitan garantizar su inclusión en los instrumentos de

planeación financiera, presupuesta!, y del desarrollo de las entidades públicas y privadas en función de sus capacidades de implementación y gestión. Actualmente el prestador no cuenta con este documento.

2.3.11. Revisión y Ajuste del Plan

Conforme a lo indicado en el artículo 2.3.1.5.2.8.1. del Decreto 2157 de 2017, con base a los resultados del monitoreo y seguimiento del Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas. PGRDEPP, este debe ser revisado y ajustado anualmente, y/o cuando el sector o la entidad lo considere necesario y/o cuando los resultados de los ejercicios propios de modelación evidencien la necesidad de acciones de mejoramiento del Plan. En cualquier caso, se debe mantener la implementación de los procesos de gestión establecidos en la Ley 1523 de 2012: Conocimiento del riesgo, Reducción del riesgo y Manejo de Desastres.

Esta información no se encuentra ubicada en el documento aportado titulado “Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Código: E-GDE-OT-01 Versión: 1.0 Fecha 27/08/2020” por lo cual presuntamente no se estaría cumpliendo el artículo 2.3.1.5.2.8.1. del Decreto 2157 de 2017, por lo que se sugiere realizar los correspondientes ajustes con el fin de dar cumplimiento a la norma en mención.

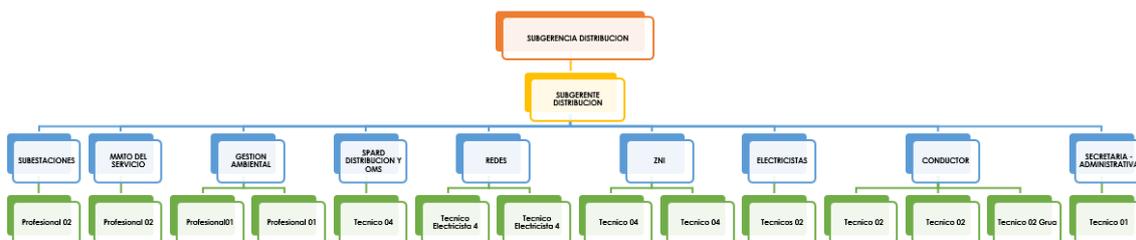
En el desarrollo de la Evaluación Integral se realizó la correspondiente verificación al PGRDEPP y mediante radicado SSPD 20202200954091 del 28 de septiembre de 2020 se remitió comunicación con la cual se suministra la retroalimentación y solicitud de ajuste de dicho documento por parte de ENERGUAVIARE. De acuerdo con la verificación se observó que el avance en la implementación del Decreto 2157 de 2017 corresponde al 36,8% ya que a la fecha solo ha implementado 64 ítems de los 174 de la norma.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1. Estructura Organizacional Dirección de Generación y Distribución de Energía.

La estructura organizacional al interior de la Subgerencia de distribución se encuentra en cabeza del subgerente de distribución el cual se encarga de liderar la operación y mantenimiento de la infraestructura de transmisión regional y distribución local, además, se encuentra a su cargo las actividades de generación en la ZNI. Ver Ilustración 2.

Ilustración 2 Estructura organizacional Subgerencia de distribución



Fuente: Energuaviare

3.2. Descripción de la infraestructura

Los activos que componen el Sistema de Transmisión - STR y el Sistema de distribución Local SDL de Energuaviare se encuentran localizados en el Departamento del Guaviare, la empresa opera en tres niveles de tensión con una línea 115 kV (Nivel IV), tres circuitos construidos a 34,5 kV (Nivel III), y catorce circuitos a 13,2 kV (nivel II).

Su punto de conexión al Sistema Interconectado Nacional se hace a partir de una línea de transmisión a 115 kV operada y mantenida por Energuaviare , construida desde la subestación Granada, operada por EMSA S.A. ESP, hasta la subestación San José, operada por Energuaviare, la línea cuenta con una distancia aproximada de 187 kilómetros, así mismo, de la San José se desprende tres circuitos en 34,5 kV los cuales alimentan las subestaciones Retorno, Calamar y Capricho.

Ilustración 3 Georreferenciación de las subestaciones Energuaviare



Fuente: Energuaviare

3.3. Centro de control

Energuaviare informa que actualmente cuenta con un centro de Control en la subestación San José del Guaviare, donde tiene el sistema SCADA, el sistema GIS (contrato actualmente en ejecución) y de un servicio de Atención Telefónica con interfaz a los dos sistemas anteriores y a través del cual los usuarios puedan realizar el reporte de fallas del servicio. Ver Ilustración 4 e Ilustración 5.

Adicionalmente, la empresa nos presentó un proyecto (en ejecución), el cual tiene como objeto la automatización y control de subestaciones, donde se espera tener centralizada

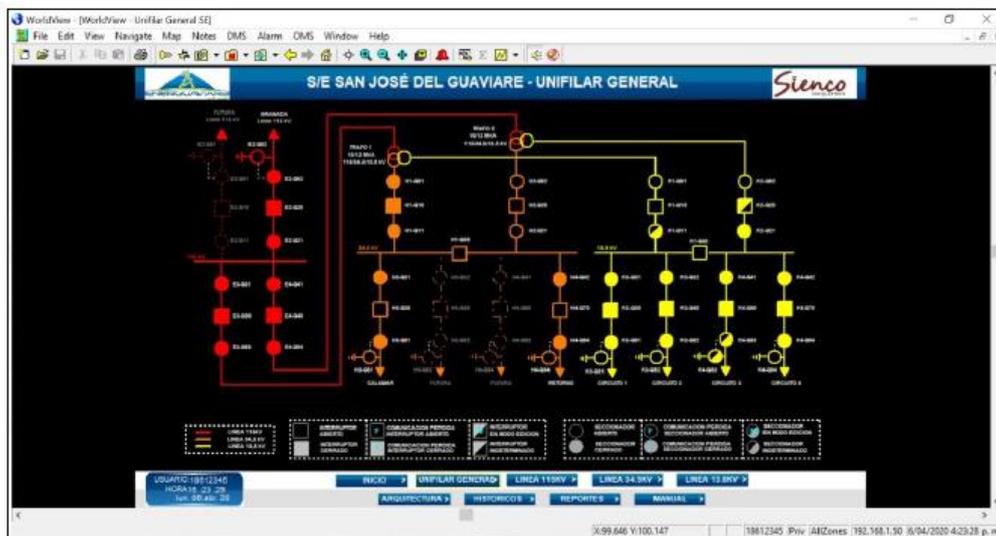
la operación desde el centro de control, la empresa informa que tiene estimado que este proyecto entre en operación a finales del año 2020.

Ilustración 4 Centro de control - Energuaviare



Fuente: Energuaviare

Ilustración 5 Centro de Control, Sistema SCADA - Energuaviare



3.4. Descripción general de las Subestaciones

3.4.1. Subestación San José

A continuación, en la Ilustración 6, se muestra la Subestación San José la cual cuenta con dos transformadores de potencia de 10/12 MVA - 115/34,5/13,8 kV, donde, se alimentan las subestaciones Retorno, Calamar y Capricho en 34,5 kV y salen los

circuitos C1, C2, C3 y C4 en 13,2 kV que alimentan la parte rural y urbana de San José del Guaviare, adicionalmente en esta Subestación se encuentra ubicado el Call Center y el centro de control de Energuaviare.

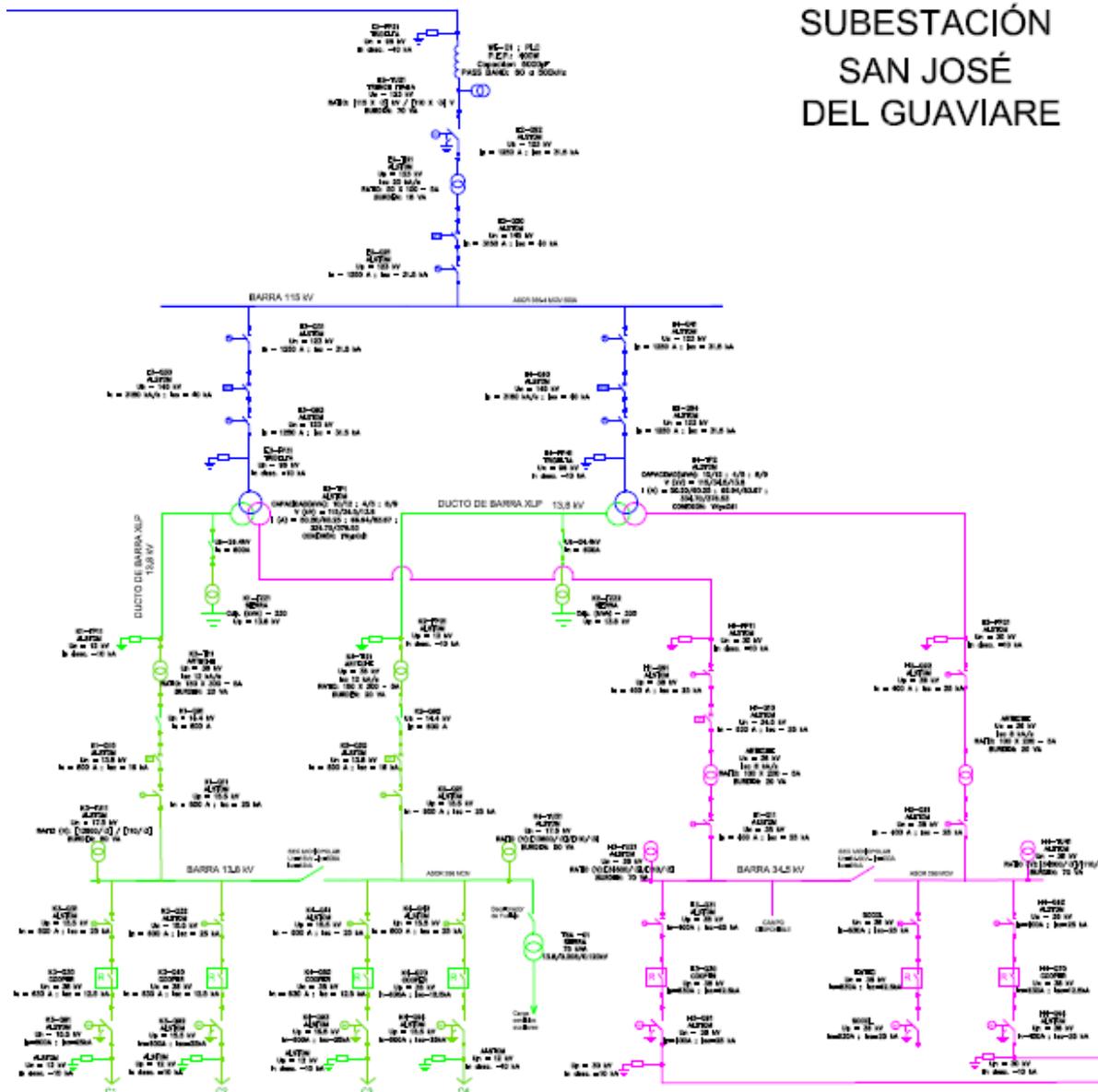
En la Ilustración 7 se presenta el diagrama unifilar de la Subestación San José a mayo de 2019

Ilustración 6 Subestación San José del Guaviare 2x10/12 MVA 115/34,5/13,8 kV



Fuente: Energuaviare

Ilustración 7 Diagrama Unifilar Subestación San José



SUBESTACIÓN SAN JOSÉ DEL GUAVIARE

Fuente: Energuaivare

3.4.2. Subestación Retorno

Ubicada en Municipio El Retorno – Guaviare, se encuentra alimentada mediante el circuito San José – Retorno en 34,5 kV, la cual cuenta con dos transformadores de potencia de 1,6 MVA - 34,5/13,2 kV, de la subestación se desprenden los circuitos CR1, CR2 y CR La Libertad en 13,2 kV. En la Ilustración 8 y la Ilustración 9 se puede ver el registro fotográfico y el diagrama unifilar a mayo de 2019.

3.4.3. Subestación Calamar

Ubicada en Municipio Calamar – Guaviare, se encuentra alimentada mediante el circuito San José – Calamar en 34,5 kV, la cual cuenta con dos transformadores de potencia de 2 MVA - 34,5/13,8 kV, de la subestación se desprenden los circuitos CCR1, CCR2, CCR3 y CC4 13,2 kV. En la Ilustración 10 y la Ilustración 11 se puede ver el registro fotográfico y el diagrama unifilar a mayo de 2019.

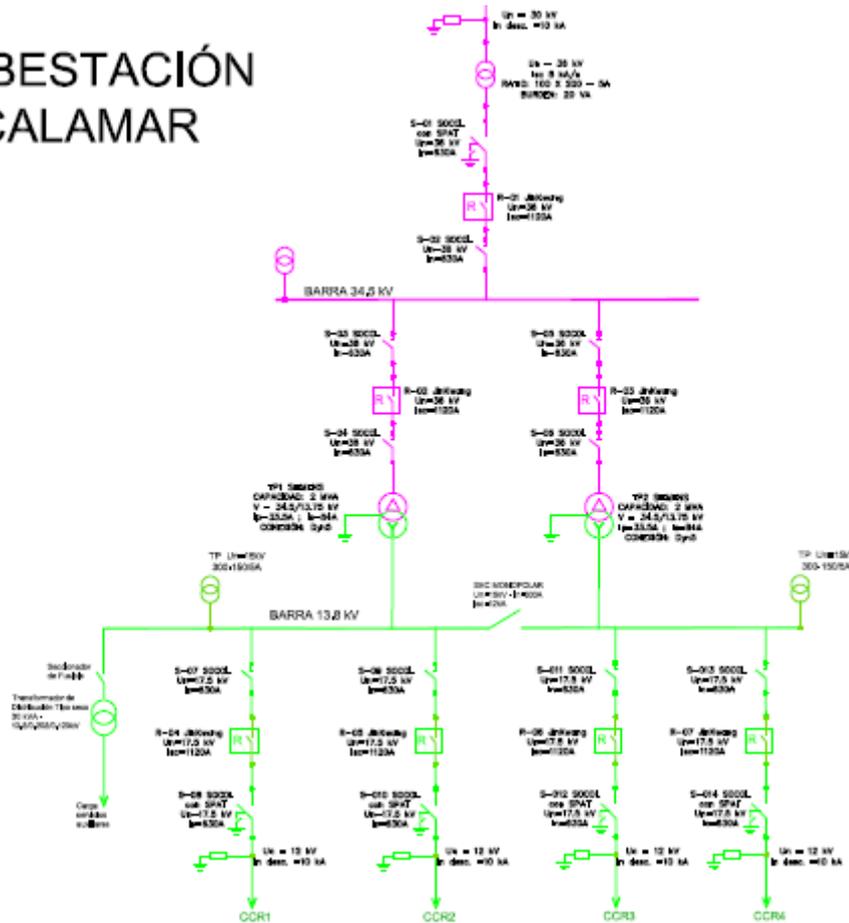
Ilustración 10 Subestación Calamar 2x2 MVA 34,5/13,8 kV



Fuente: Energuaviare

Ilustración 11 Diagrama Unifilar Subestación Calamar

SUBESTACIÓN CALAMAR



Fuente: Energuaviere

3.4.4. Subestación Capricho

Ubicada en Corregimiento El Capricho de San José del Guaviare, se encuentra alimentada mediante el circuito San José – Capricho en 34,5 kV, la cual cuenta con un transformador de potencia de 1,6 MVA - 34,5/13,8 kV, de la subestación se desprenden los circuitos CPR1 y CPR2 13,2 kV. En la Ilustración 12 y la Ilustración 13 se puede ver el registro fotográfico y el diagrama unifilar a mayo de 2019.

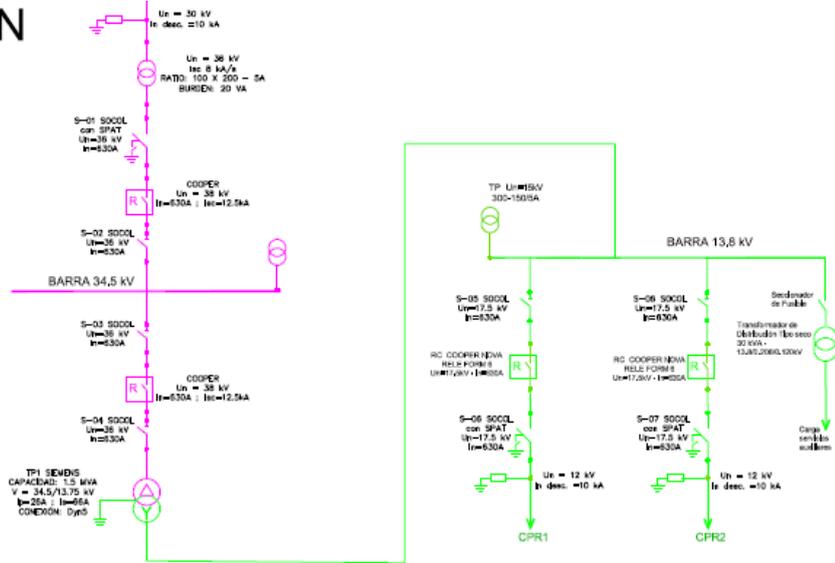
Ilustración 12 Subestación Capricho 1,6 MVA 34,5/13,8 kV



Fuente: Energaviare

Ilustración 13 Diagrama Unifilar Subestación Calamar

SUBESTACIÓN CAPRICHIO



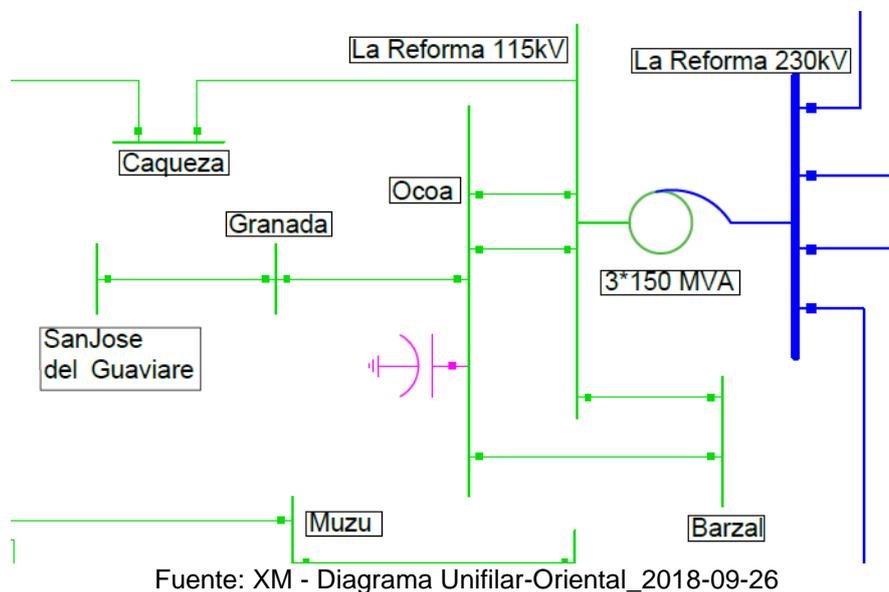
Fuente: Energaviare

3.5. Descripción general de las Líneas y Circuitos

3.5.1. Línea Granada - San José del Guaviare 115 kV

El punto de conexión de Energuaviare al SIN se encuentra en la Subestación Granada, donde tiene instalada su frontera comercial, de ahí se desprende la línea Granada – San José 115 kV con una distancia aproximada de 187 km y esta soportada en 930 estructuras que en su mayoría son en postes de concreto de 15 mt, la configuración de la línea es radial desde la subestación Ocoa 115 kV, por lo tanto, al no tener una suplencia, ante cualquier evento que se presente en las líneas Ocoa – Granada 115 kV y Granada – San José 115 kV se impacta la totalidad del mercado de Energuaviare. Ver Ilustración 14.

Ilustración 14 Parte del Diagrama Unifilar Zona Oriental 2018



3.5.2. Circuitos a 34,5 kV

Energuaviare dispone de tres líneas de distribución construidas a nivel de tensión III (34,5 kV), en la Tabla 14 se puede ver el detalle de los circuitos que opera y mantiene la empresa.

Tabla 14 Circuitos Nivel III - Energuaviare.

Código de Línea	Cantidad (Km)	Sobrepuesto	Circuito	Sector
34.5 kV S-R	27	S	Línea 34.5 kV San José-Retorno	Rural
34.5 kV S-C	70	N	Línea 34.5kV San José-Calamar	Rural
34.5 kV S-C	32	N	Línea 34.5kV San José-Capricho	Rural

Fuente: Energuaviare

3.5.3. Circuitos a 13,2 kV

A continuación, en la *Tabla 15*, se muestra el detalle de los circuitos de nivel de tensión II que opera y mantiene Energuaviare.

Tabla 15 Circuitos Nivel II - Energuaviare.

Ítem	Código	Nombre	Subestación Inicial	Longitud (km)	Sector
1	C1	Circuito 1	San José	35	Urbano-Rural
2	C2	Circuito 2		71	Rural
3	C3	Circuito 3		27	Urbano-Rural
4	C4	Circuito 4		59	Urbano-Rural
5	CC	Circuito Concordia		107	Urbano-Rural
6	CR1	Circuito Retorno 1	Retorno	37	Urbano-Rural
7	CR2	Circuito Retorno 2		17	Urbano-Rural
8	CRL	Circuito Retorno-Libertad		97	Rural
9	CCL	Circuito Calamar-Libertad	Calamar	28	Rural
10	CCR1	Circuito Calamar rural 1		3	Urbano-Rural
11	CCR2	Circuito Calamar rural 2		2	Urbano-Rural
12	CCB	Circuito Calamar Batallón			Urbano
13	CCPR1	Circuito Capricho 1	Capricho	3	Urbano-Rural
14	CCPR2	Circuito Capricho 2		111	Urbano-Rural

Fuente: Energuaviare, Construcción SSPD

3.6. Capacidad de transformación Instalada

La información de transformadores suministrada por Energuaviare es aproximada, teniendo en cuenta que en la actualidad se encuentra en ejecución un contrato para la actualización de redes y transformadores, la capacidad de transformación instalada en las redes de distribución es de 32,4 MVA en 1732 transformadores de distribución, en las *Tabla 16*, *Tabla 17*, *Tabla 18* y *Tabla 19* se encuentra el detalle de los transformadores de distribución por subestación asociada.

Tabla 16 Transformadores de distribución – SE San José - Energuaviare.

Ítem	Subestación	Tipo	Urbano	Rural	Transformador (kVA)	Cantidad de Transformadores
1	San José	Monofásico		X	5	262
2	San José	Monofásico		X	10	208
3	San José	Monofásico		X	15	73
4	San José	Trifásico	X		15	
5	San José	Monofásico		X	25	26
6	San José	Trifásico	X		30	80
7	San José	Monofásico		X	37,5	3
8	San José	Trifásico	X		45	101
9	San José	Trifásico	X		75	94
10	San José	Trifásico	X		112,5	24
11	San José	Trifásico	X		150	5
12	San José	Trifásico		X	630	1

TOTAL	877
--------------	------------

Fuente: Energuaviare

Tabla 17 Transformadores de distribución – SE Retorno - Energuaviare.

ítem	Subestación	Tipo	Urbano	Rural	Transformador (kVA)	Cantidad de Transformadores
1	Retorno	Monofásico		X	5	350
2	Retorno	Monofásico		X	10	65
3	Retorno	Monofásico		X	15	33
4	Retorno	Trifásico	X		15	
5	Retorno	Monofásico		X	25	4
6	Retorno	Trifásico	X		30	15
7	Retorno	Trifásico	X		45	6
8	Retorno	Trifásico	X		75	8
9	Retorno	Trifásico	X		112,5	2
10	Retorno	Trifásico	X		225	1
TOTAL						484

Fuente: Energuaviare

Tabla 18 Transformadores de distribución – SE Calamar - Energuaviare.

ítem	Subestación	Tipo	Urbano	Rural	Transformador (kVA)	Cantidad de Transformadores
1	Calamar	Monofásico		X	5	166
2	Calamar	Monofásico		X	10	22
3	Calamar	Monofásico		X	15	13
4	Calamar	Monofásico		X	25	3
5	Calamar	Trifásico	X		30	11
6	Calamar	Trifásico	X		45	13
7	Calamar	Trifásico	X		75	6
8	Calamar	Trifásico	X		112,5	1
9	Calamar	Trifásico	X		300	1
TOTAL						236

Fuente: Energuaviare

Tabla 19 Transformadores de distribución – SE Calamar - Energuaviare.

ítem	Subestación	Tipo	Urbano	Rural	Transformador (kVA)	Cantidad de Transformadores
1	Capricho	Monofásico	X		5	110
2	Capricho	Monofásico	X		10	11
3	Capricho	Monofásico	X		15	2
4	Capricho	Trifásico	X		25	1
5	Capricho	Trifásico	X		30	6
6	Capricho	Trifásico	X		45	2
7	Calamar	Trifásico	X		75	3
TOTAL						135

Fuente: Energuaviare

3.7. Mantenimiento

Según lo suministrado, la empresa Energuaviare cuenta con dos cronogramas de mantenimiento, uno para subestaciones, y otro para redes del SDL y líneas del STR, los cuales son actualizados semestralmente.

3.7.1. Mantenimiento en el Subestaciones

Según lo informado por la empresa reportaron un 77% de ejecución de las actividades de mantenimiento programado durante el 2019 en las cuatro Subestaciones operadas por Energuaviare, entre otras actividades ejecutadas se encuentran:

- Inspección de fugas, refrigeración forzada y cambio de silica des humectadora de los transformadores de potencia de las subestaciones.

Adicionalmente, reporta la ejecución de cuatro consignaciones durante el 2019, donde realizaron las actividades detalladas en la Ilustración 15 y *Tabla 20*.

Ilustración 15 Consignaciones 2019 – Energuaviare

	EJE					<input type="checkbox"/>	C0166676	GRANADA - SAN JOSE DEL GUAVIARE 1 115 kV	2019/05/25 06:00	2019/05/25 16:00	21		<input checked="" type="checkbox"/>	7	<input type="checkbox"/>
	EJE					<input type="checkbox"/>	C0166679	GRANADA - SAN JOSE DEL GUAVIARE 1 115 kV	2019/07/06 06:00	2019/07/06 16:00	27		<input checked="" type="checkbox"/>	7	<input type="checkbox"/>
	EJE					<input type="checkbox"/>	C0166693	GRANADA - SAN JOSE DEL GUAVIARE 1 115 kV	2019/09/28 06:00	2019/09/28 14:00	39		<input checked="" type="checkbox"/>	7	<input type="checkbox"/>
	EJE					<input type="checkbox"/>	C0167984	GRANADA - SAN JOSE DEL GUAVIARE 1 115 kV	2019/11/23 06:00	2019/11/23 14:00	47		<input checked="" type="checkbox"/>	7	<input type="checkbox"/>

Fuente: Energuaviare

Tabla 20 Actividades realizadas en Consignaciones 2019 – Energuaviare

		EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE - NIT 822.004-680-9 SUBGERENCIA DE DISTRIBUCIÓN PROGRAMACIÓN ANUAL DE ACTIVIDADES EN MANTENIMIENTOS DE SUBESTACIONES																		
		No	ACTIVIDAD	TIPO MMTTO	Mayo					Julio					Sep				Nov	
3. MANTENIMIENTO DURANTE CONSIGNACIONES.			18	19	20	21	22	27	28	29	30	31	37	38	39	40	45	46	47	48
1	Limpieza del aislamiento de todos los equipos de patio de las subestaciones.	PP			25			6							28				23	
2	Engrase, torque y verificación del correcto cierre de las cuchillas de los seccionadores de patio de las subestaciones.	PP			25			6							28				23	
3	Torque a todas las conexiones y puentes del cableado de potencia con los equipos de patio de las subestaciones.	PP			25			6							28				23	
4	Pruebas de aislamiento de los equipos de patio de las subestaciones.	PP			25			6							28				23	
5	Pruebas de operación de los interruptores y seccionadores a nivel I (en patio), nivel II (desde el mímico) y nivel III (desde el sistema SCADA).	PP			25			6							28				23	

Fuente: Energuaviare

3.7.2. Mantenimiento en el SDL

En revisión de la información se evidencia que se debe ajustar la programación dado que el porcentaje de ejecución de las actividades de mantenimiento programadas están

en rangos que van desde el 98% y 454%, lo que muestra que hay una deficiencia en la programación del mantenimiento. Ver *Tabla 21*.

Tabla 21 Mantenimiento en el SDL 2019.

MANTENIMIENTO CORRECTIVO REDES SDL A 13,2 kV					
Nº	ACTIVIDAD	PERIODICIDAD	TOTAL Programado anual	TOTAL ejecutado anual	CANT EJEC/CANT. PROG.*100%
2	Reposición de pararrayos	1 vez/semana	48	178	371%
3	Reposición de cortacircuitos	1 vez/semana	48	124	258%
4	Mantenimiento y/o reparación de redes en MT y/o BT	2 veces/mes	24	109	454%
5	Reposición, Plomado e hincado de postes; Se realiza la reposición de mínimo dos (2) postes de concreto de 8 o 12 metros	2 veces/mes	48	83	173%
6	Instalación de estribos y grapas de operar en caliente	2 vez/mes	24	33	138%
6	Reposición de transformadores quemados o Instalación de transformadores Nuevos	2 vez/mes	24	51	213%
7	Balaceo de carga de transformadores de distribución, intervenir mínimo de un (1) transformador de distribución completo	2 vez/mes	24	34	142%
8	Cambio de bajantes de transformadores; intervenir mínimo de un (1) transformador de distribución completo	2 vez/mes	24	28	117%
9	Cambio de conectores bimetálicos de 2 pernos; intervenir mínimo de un (1) transformador de distribución completo	2 vez/mes	24	31	129%
10	Instalación de estribos en baja tensión. intervenir mínimo de un (1) transformador de distribución completo	2 vez/mes	24	26	108%
11	Reposición de puesta a tierra; intervenir mínimo de un (1) transformador de distribución completo	1 vez/semana	48	47	98%
15	Remodelación o expansión de Redes en Media tensión (sector)	1 vez/mes	12	17	142%
16	Remodelación o expansión de Redes en Baja tensión (sector)	1 vez/mes	12	19	158%

Fuente: Energuaivare

3.8. Plan de inversiones

Energuaviare suministro copia de la información enviada a la CREG sobre el plan de inversiones de acuerdo a la resolución 015 de 2018, sin embargo informan que a la fecha de realización de la evaluación integral no han tenido respuesta de aprobación por parte de la Comisión, en la *Tabla 22* se puede ver un resumen de los proyectos de inversión presentados por Energuaviare.

Tabla 22 Resumen formato 5.1 Proyectos de Inversión - Energuaviare.

Código proyecto	Nombre del proyecto	Descripción del proyecto	Nivel	Tipo inversión	Año entrada operación
1	Relés Retorno	Reponer Relés de Protección y control de las Celdas de 34.5kV y 13.8kV de la Subestación Retorno.	3	III	2020
2	Reconectores	Instalar dispositivos de corte y maniobra telemedidos (Reconector) en las cabeceras de circuitos de la subestación Calamar, Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 y Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3.	2	IV	2021
3	Reponer equipos de corte dog-house (Reconectores o Interruptor de Potencia) en la Subestacion San José	Equipos de corte dog-house (Reconectores o Interruptor de Potencia) en la Subestacion San José	3	III	2022
4	Remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia eléctrica	Remodelación del sistema de medición de calidad de la potencia eléctrica en las barras de nivel de tensión IV, III y II de las subestaciones San José, Retorno y Calamar.	2	IV	2020
5	Reposición de la Bahía de línea 115kV,	Reponer los equipos y elementos que maniobran, protegen y miden las magnitudes de la línea de transmisión.	4	III	2023
6	Modernización de redes de Baja Tensión.	Reposición de la red de baja tensión en aluminio desnudo (abierto) a red con cable conductor aislado y trenzado normalizado.	1	III	2023
7	Reconfiguración de Circuitos de nivel de tensión II de San José del Guaviare.	Independizar las redes rurales de los circuitos Urbanos de San José del Guaviare, haciendo una reconfiguración de los cuatro circuitos de nivel de tensión II de San José del	2	IV	2022

8	adquirir e Instalar 2 Reconectores en los circuitos de tensión 2 y 3 de Energuaviare para medición de Interrupciones.	Instalar dispositivos de corte y maniobra telemedidos (Reconector) en las cabeceras de circuitos de la subestación Calamar, Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 y Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3.	2	IV	2020
9	adquirir e Instalar 21 Reconectores en los circuitos de tensión 2 y 3 de Energuaviare para medición de Interrupciones.	Instalar dispositivos de corte y maniobra telemedidos (Reconector) en las cabeceras de circuitos de la subestación Calamar, Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 y Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3.	2	IV	2021

Fuente: Energuaviare

3.8.1. Pólizas para asegurar la infraestructura contra siniestros y/o responsabilidad civil

Según lo informado por la empresa han realizado *“la gestión de condiciones para asegurar los bienes de la empresa ENERGUAVIARE ESA ESP, las cuales se les solicito a varias compañías entre ellas:*

SEGUROS GENERALES SURAMERICANA, BERKLY SEGUROS, SEGUROS DEL ESTADO, SEGUROS CHUBB, PREVISORA SEGUROS Y AXA COLPATRIA.

De las cuales varias han rechazado otorgar condiciones para esta empresa de inmediato por las condiciones del mercado y los reaseguradores.”

Dado lo anterior, Energuaviare no cuenta a la fecha con pólizas vigentes para asegurar la infraestructura en SIN y ZNI contra siniestros y/o responsabilidad civil.

3.9. Cumplimiento RETIE

3.9.1. Accidentes de origen eléctrico, en cumplimiento de lo establecido en numeral 9.5 del RETIE, que dicta la notificación de Accidentes de origen eléctrico.

Energuaviare registró un único accidente de origen eléctrico, el cual se dio durante el primer trimestre del año 2019. La afectación se presentó sobre un técnico de la compañía quien se encontraba en zona rural realizando el amarre de un conductor a

34,5 kV al aislador, durante dicha acción la Empresa indica que se presentó una inducción sobre el conductor, generando lesiones tipo quemadura en sus manos.

Al respecto, la Empresa informa que realizó un plan de acción para mitigar este tipo de accidentes, donde se realizaron las siguientes actividades:

- Jornada de socialización de la lección aprendida con el resto del personal de la subgerencia de distribución.
- Realización taller de puestas a tierra con personal del área.
- Adquisición de equipos de comunicación, que faciliten la interacción con los demás integrantes del área.

3.9.2. De acuerdo con las disposiciones proferidas a través del RETIE mediciones de tensión paso y contacto, y mediciones de resistencia del sistema de puesta a tierra realizadas en las subestaciones durante el año 2019.

Al respecto Energuaviare presentó el informe de resistencia a tierra en subestaciones a julio de 2019, donde, de acuerdo con las mediciones realizadas por la empresa, se pudo concluir que la resistencia de la subestación San José del Guaviare es de 0.35Ω y en la subestación El Capricho es de 6.93Ω , las cual se encuentra dentro de los parámetros normales de operación. Sin embargo, respecto a las mediciones de tensión paso y contacto, estas no se han realizado en la vigencia 2019 por no contar con los equipos de medida necesarios.

3.10. Calidad del Servicio

3.10.1. Informar si tiene o maneja un ranking de circuitos con mayores incumplimientos a la resolución CREG 070 de 1998.

Energuaviare no maneja ranking de circuitos, sin embargo, Energuaviare informa que desde el centro de control realizan un reporte semanal de los circuitos con mayor afectación, con el fin de orientar la programación de mantenimiento de podas o cambio de aislamientos.

3.10.2. Relación de eventos con y sin DNA presentados en el STR.

El prestador durante el 2019 presento 85 eventos que impactaron el mercado de comercialización de Energuaviare, lo que provoco según información del prestador 168,4 MWh de energía no suministrada, sin embargo, es importante recordar que el Sistema de Transmisión Regional que abastece a Energuaviare se realiza mediante una línea radial a 115 kV la cual interconecta la Subestación Granada (EMSA) a la Subestación San José, por lo tanto, debido a esta condición carece de confiabilidad, lo que condiciona al sistema a que cuando se presenten interrupciones en la línea Granada – San José se afecte todo el mercado de distribución del departamento, e incluso, esta misma condición se presente cuando ocurren interrupciones en algunos sectores del Sistema de Transmisión Regional de la empresa EMSA S.A. ESP.

3.10.3. Información de la gestión adelantada por Energuaviare para incluir los activos de la Línea Granada – San José en una zona excluida de CANO.

Según lo informado por Energuaviare en el mes de junio de 2020, presentaron a la UPME el estudio de alternativas para mitigar el riesgo de fallas en el suministro de energía como primer paso para la solicitud de ingreso al listado de Zonas Excluidas de Compensación por Energía No Suministrada. En la Ilustración 15 se evidencia el correo enviado a la UPME y la respuesta de radicación, sin embargo, a la fecha de realización de la evaluación integral Energuaviare no ha tenido una respuesta definitiva de la UPME.

Ilustración 16 Correo UPME - Zona excluida de CNE

ENTREGA DEL ESTUDIO DE ALTERNATIVAS
2 mensajes

Gerencia ENERGUAVIARE <gerencia@energuaviare.com.co>
Para: ricardo.ramirez@upme.gov.co, COORDINADOR DISTRIBUCION <COORDINADOR DISTRIBUCION@energuaviare.com.co> 4 de junio de 2020, 10:31

De manera atenta y respetuosa me permito adjuntar el estudio de alternativas de ENERGUAVIARE S.A. E.S.P


ENERGUAVIARE
DYEWISKEY MOSQUERA PALACIOS
Gerente
Celular: 3187348752
Calle 8 No 23-55 Barrio Centro
www.energuaviare.com.co

2 adjuntos

-  ESTUDIO DE ALTERNATIVAS PARA MITIGAR EL RIESGO DE FALLAS DE LA LÍNEA 115kV OPERADA POR ENERGUAVIARE S.A. E.S.P (1).pdf
2233K
-  Documentos escaneados (7).pdf
368K

Gerencia ENERGUAVIARE <gerencia@energuaviare.com.co>
Para: COORDINADOR DISTRIBUCION <COORDINADOR DISTRIBUCION@energuaviare.com.co> 5 de junio de 2020, 10:56

----- Forwarded message -----
De: INFO UPME <info@upme.gov.co>
Date: vie, 5 jun. 2020 a las 10:53
Subject: Re: ENTREGA DEL ESTUDIO DE ALTERNATIVAS
To: Gerencia ENERGUAVIARE <gerencia@energuaviare.com.co>

Buen día
Informamos que su comunicación fue radicada con el consecutivo UPME 20201130030442

Cordial saludo,

 Grupo Interno de Trabajo de GTH y
Atención al Ciudadano
Unidad de Planeación Minero Energética UPME

Fuente: Energuaviare

3.10.4. Cumplimiento de los requisitos del esquema de calidad del servicio descrito en la Resolución CREG 015 de 2018.

Energuaviare en la respuesta enviada presenta un cronograma de cumplimiento de requisitos para el esquema de calidad del servicio según la Resolución CREG 015 de 2018 (ver *Tabla 10*), donde, tiene estimado una fecha de diciembre de 2023 para completar el último requisito “*Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado y que sea adicional a los mencionados en los literales d y e. Estos equipos deben estar instalados en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3. Los OR tendrán un plazo máximo de un año para el cumplimiento de este requisito, contado a partir de la entrada en vigencia de esta resolución.*” el cual a fecha tiene un porcentaje de avance de 0%, es importante mencionar que Energuaviare A 31 de diciembre de 2019, no ha cumplido con los requisitos exigidos para iniciar la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008.

Por lo anterior y de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, Energúaviare va a tener un incentivo negativo que afectará sus cargos por uso, desde el primer día de aplicación de su ingreso aprobado y se mantendrá hasta el mes en el que el Operador de red certifique el cumplimiento de los requisitos mencionados.

Tabla 23 Cronograma de cumplimiento de requisitos para el esquema de calidad del servicio

Requisitos del esquema de incentivos y compensaciones			
ítem	Requisito	Avance estimado (%)	fecha estimada de cumplimiento
a	Vinculación de cada usuario a la red de distribución, identificando los elementos a través de los cuales se conecta al SDL, como son los transformadores de nivel de tensión 1, 2 y 3 y los circuitos de nivel de tensión 1, 2 y 3. El OR deberá contar con un procedimiento que garantice la actualización permanente de la información de georreferenciación de la red y de la vinculación de usuarios a la red de distribución, que haga parte de su certificación de gestión de la calidad.	70%	feb-21
b	Certificación del sistema de medición y procedimientos de registro y reporte del OR, en el que se incluyen como mínimo las condiciones establecidas en esta resolución	0%	jun-21
c	Sistema de gestión de la distribución, DMS.	52%	abr-21
d	Telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en todas las cabeceras de circuito	42%	abr-21
e	Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 del OR, el cual por lo menos debe ser teledicado y detectar ausencia o presencia de tensión en el circuito. Este equipo es adicional al mencionado en el literal d anterior.	7%	dic-22
f	Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado y que sea adicional a los mencionados en los literales d y e. Estos equipos deben estar instalados en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3. Los OR tendrán un plazo máximo de un año para el cumplimiento de este requisito, contado a partir de la entrada en vigencia de esta resolución.	0%	dic-23

Fuente: Energúaviare

3.10.5. Indicadores de calidad del servicio DES – FES año 2019.

A 31 de diciembre de 2019, Energúaviare, no ha cumplido con los requisitos exigidos para iniciar la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008 y a su vez no ha cumplido los requisitos para la

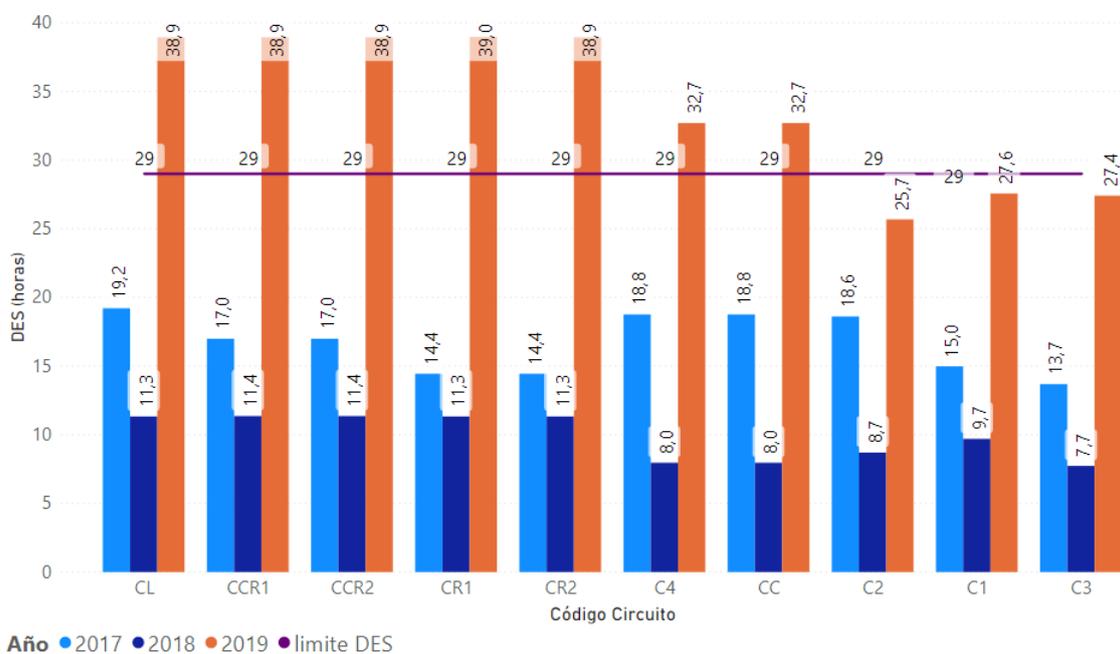
medición de interrupciones, establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018, por lo tanto, Energuaviare continúa reportando al SUI la calidad de servicio que prestan a sus suscriptores usando los indicadores: Duración Equivalente de las Interrupciones del Servicio (DES), y Frecuencia Equivalente de las Interrupciones del Servicio (FES).

A continuación, se muestra el análisis de los indicadores DES y FES reportados al SUI durante el año 2018 y 2019, sin embargo, es importante mencionar que tanto el indicador DES como el indicador FES están derogados y que los prestadores que actualmente no se encuentren adelantado el proceso de implementación de los requisitos establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018, podrían ser sujetos de acciones de vigilancia y control por un presunto incumplimiento regulatorio.

En la Ilustración 16 se puede ver la evolución del indicador DES desde el año 2017 al 2019, donde, se puede apreciar que, aunque se presentó una mejora en el indicador entre los años 2017 al 2018, para el año 2019 este indicador tuvo un deterioro en promedio cercano al 250%, lo que indica que la calidad de servicio que perciben los suscriptores de Energuaviare presento un a desmejora considerable

Así mismo, en comparación con los límites establecidos en la Resolución CREG 103 de 2004 para el grupo 3 de calidad, en el cual se encuentran todos los circuitos de Energuaviare, se evidencia que solo en los circuitos C1, C2 y C3 no superaron los límites que establece la mencionada resolución.

Gráfica 12 Indicador DES 2017-2019 Energuaviare

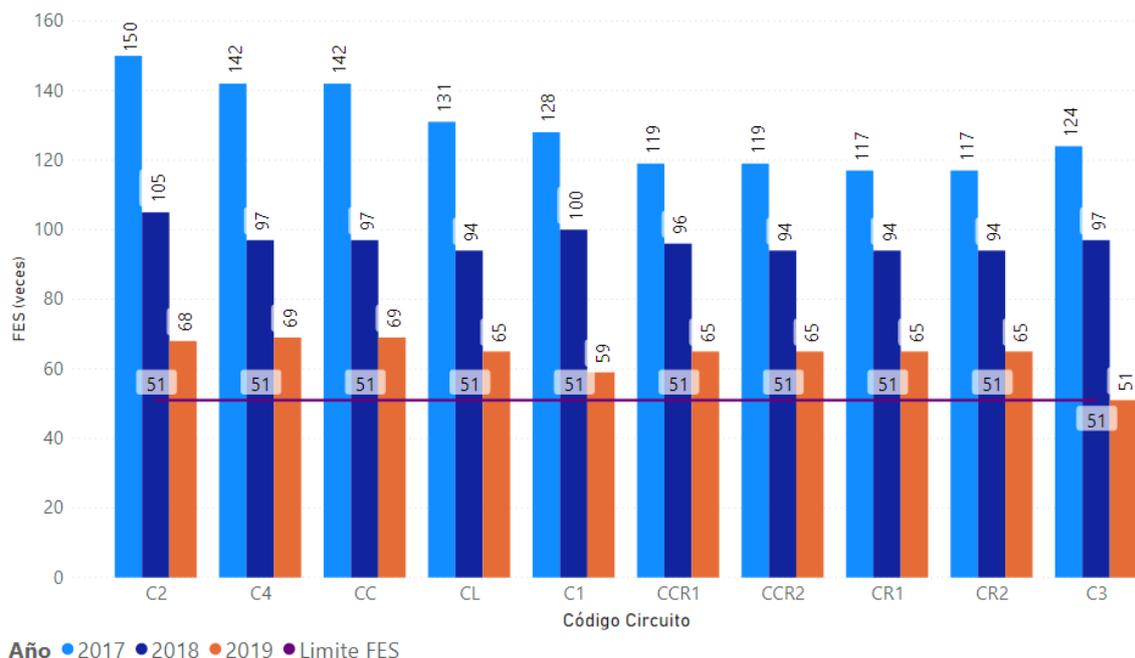


Fuente: SUI

Por otra parte, en la gráfica 13 se presenta el indicador FES, donde se evidencia una reducción continua desde el año 2017 al 2019, sin embargo, en contraste con el indicador DES, esto significa que los suscriptores percibieron menos interrupciones pero las duraciones de estas fueron más prolongadas.

Así mismo, en comparación con los límites establecidos en la Resolución CREG 103 de 2004 para el grupo 3 de calidad, en el cual se encuentran todos los circuitos de Energúaviare, se evidencia que todos los circuitos superaron los límites que establece la mencionada resolución.

Gráfica 13 Indicador FES 2017-2019 Energúaviare



Fuente: SUI

Dado lo anterior, Energúaviare informa que durante el 2019 venían operando su sistema de distribución Local con algunos limitantes que presuntamente impactaron la calidad del servicio prestado, las condiciones operativas informadas por Energúaviare son las siguientes:

“ ...

Subestación Calamar:

La subestación Calamar quedo sin los reconectores a 13.2kV marca JIN KWANG cabecera de circuito por falla en su aislamiento; la subestación se recibió a comienzo del año 2015 y el primer reconector fallo en septiembre del mismo año, un segundo reconector fallo en agosto de 2016 y la subestación quedo fuera de operación cuando fallo un tercer reconector en marzo de 2018;

Desde esta última fecha la subestación Calamar quedo fuera de operación hasta el día 5 de marzo de 2020, cuando se reconfiguro dicha subestación y se puso nuevamente operativa, este año también se repuso el banco de baterías, se adquirieron equipos de comunicación y está en proceso de contratación el nuevo sistema SCADA de Energúaviare que permitirá tener a la subestación Calamar telecontrolada desde el centro de control de la subestación San José del Guaviare...”

“ ...

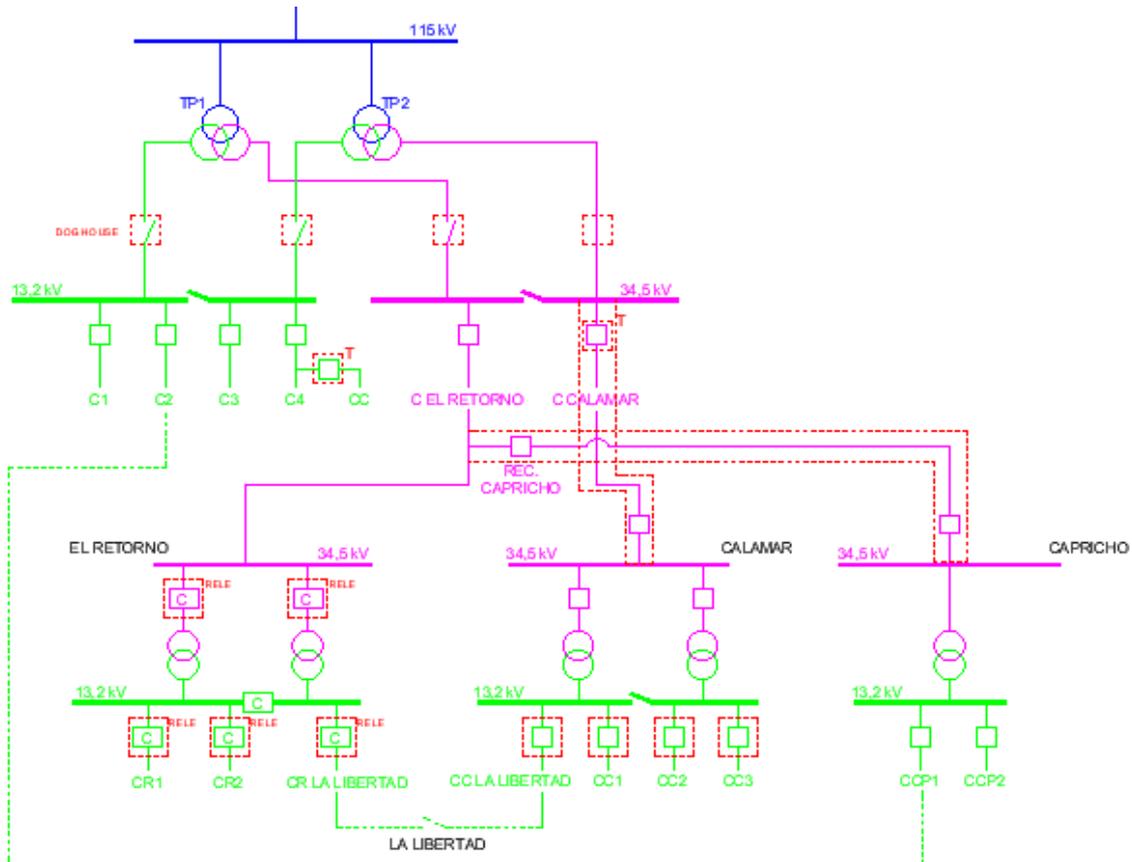
Subestación Capricho:

La subestación Capricho se recibió en diciembre de 2015, y por decisiones técnica y administrativas del momento, nunca entro en operación.

El día 18 de mayo de 2020, entro en operación la subestación Capricho, se reconfiguro, se realizó el mantenimiento correctivo, se reparó la línea 34.5kV San José – Capricho que estaba en falla y este año se repuso el banco de baterías, se adquirieron equipos de comunicación y está en proceso de contratación el nuevo sistema SCADA de Energuaviare que permitirá tener a la subestación Capricho telecontrolada desde el centro de control de la subestación San José del Guaviare...”

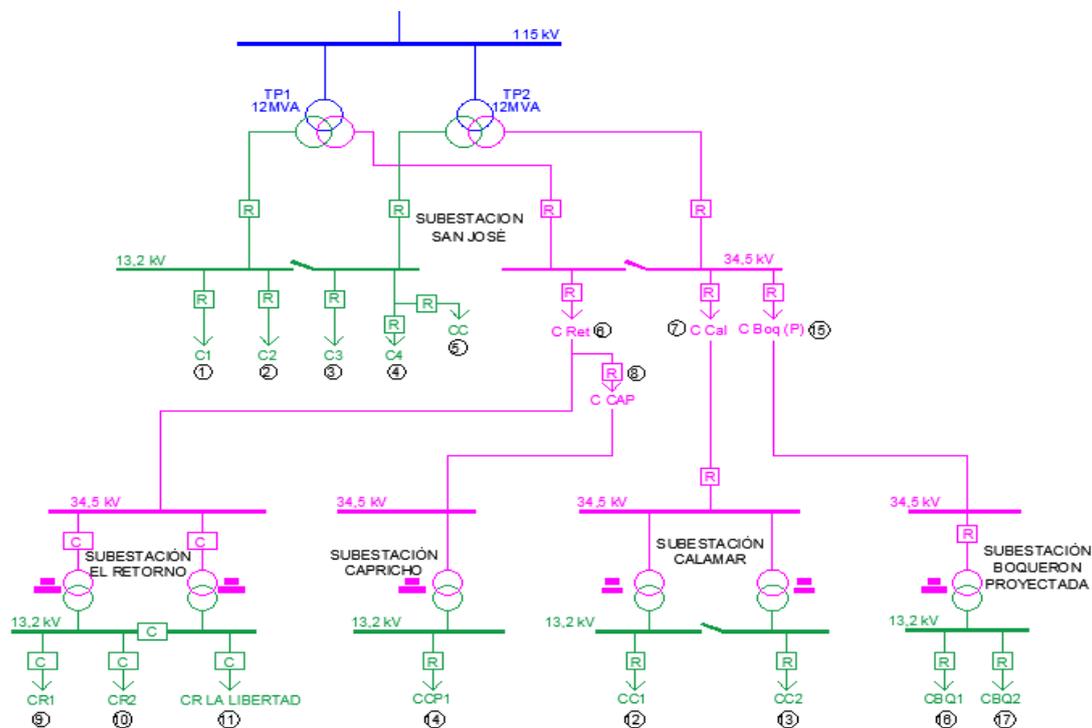
Adicionalmente, Energuaviare presentó los diagramas unifilares de su sistema de distribución, donde, en la Ilustración 17 se puede evidenciar que las subestaciones Calamar y Capricho no se encontraban energizadas en 34,5 kV sino a través de conexiones en 13,2 kV desde las subestaciones El Retorno y San José respectivamente, lo que evidentemente impacta la confiabilidad y la calidad del servicio, sin embargo, según lo informado por la empresa y lo presentado en el diagrama unifilar en la Ilustración 18 desde julio del 2020, se habilitaron las conexiones a 34,5 kV de la subestaciones Calamar y Capricho con lo que se pretende mejorar los indicadores de calidad del servicio.

Ilustración 17 Diagrama Unifilar Energuaviare enero 2020



Fuente: Energuaviare

Ilustración 18 Diagrama Unifilar Energuaviare julio 2020



Fuente: Energuaviare

En el informe de AEGR se menciona que existe una relación importante entre el comportamiento de los indicadores de calidad DES y FES con las interrupciones que se presentan en la línea San José – Granada 115 kV y su condición de radialidad en el STR.

3.11. Calidad de la Potencia

3.11.1. De acuerdo con lo definido en la resolución CREG 024 de 2005, favor especificar la cantidad de equipos y los puntos donde se mide la calidad de la potencia.

En el sistema eléctrico operado por Energuaviare SA ESP actualmente se tienen 13 puntos de medida en barras para calidad de la potencia, distribuidos de la siguiente manera:

San José del Guaviare (5 puntos):

- Barra de entrada 115 kV
- Barra de 34.5 kV Transformador 1
- Barra de 34.5 kV Transformador 2
- Barra de 13.8 kV Transformador 1
- Barra de 13.8 kV Transformador 2

Retorno (3 puntos):

- Barra de entrada 34.5 kV
- Barra de 13.8 kV Transformador 1
- Barra de 13.8 kV Transformador 2

Calamar (3 puntos):

- Barra de entrada 34.5 kV

- Barra de 13.8 kV Transformador 1
- Barra de 13.8 kV Transformador 2

Capricho (2 puntos):

- Barra de entrada 34.5 kV
- Barra de 13.8 kV Transformador 1

Según lo informado por la empresa, *“A diciembre de 2020 se van a reemplazar los 5 equipos de calidad de potencia de la subestación San José debido a que los actuales ya presentan obsolescencia. En la vigencia 2020 se reemplazarán los del Retorno y Calamar. Los de Capricho son ya de nueva tecnología.”*

Actualmente no se tiene registro en ninguno de los puntos de medida, pero se tiene un histórico de datos desde junio de 2012 hasta agosto de 2020.”

Es importante revisar el tema de registro de los puntos de medida y el no reporte de la información de calidad de la potencia a la CREG, lo anterior, según lo informado por el AEGR *“No se ha solicitado a la CREG el usuario y la clave de acceso para el cargue de la información al aplicativo CREG. La situación se complicaría aún más, cuando la SSPD pida el cargue obligatorio de la información de calidad de la potencia eléctrica.”*

3.11.2. Informar si Energuaviare tiene o maneja un ranking de circuitos con mayores incumplimientos a la resolución CREG 024 de 2005. ¿Qué acciones ejecuta para el control de la misma?

Según lo informado *“ENERGUAVIARE no tiene o maneja un ranking de circuitos con mayores incumplimientos a la resolución CREG 024 de 2005, no obstante respecto a los eventos de tensión en cabecera de circuito si se lleva un registro y se han emprendido acciones concretas como división de circuitos del área urbana y rural, implementación de reconectores en línea y parametrización detallada de los reconectores.”*

3.11.3. Detallar cómo se efectúa el seguimiento de la CPE desde el centro de control de la Empresa. ¿Existe procedimiento para este ítem?

Según lo informado por la empresa, *“Desde el centro de control de la empresa no se hace seguimiento a la CPE, pero si a los eventos de tensión en cabecera de circuito mediante un sistema (hardware y software) que permite registrar de manera automática las acciones de los reconectores de protección en la subestación San José. Esta información ha servido de soporte para la implementación de proyectos de rediseño de la red eléctrica, compra de equipos de protección y parametrización de reconectores”*

3.12. Actividad de Generación y distribución en ZNI

3.12.1. Organigrama de la empresa respecto a la actividad de generación y distribución en ZNI.

Al interior del organigrama de la Subgerencia de Distribución se encuentra el Área ZNI bajo la dirección del Subgerente de Distribución. Ver Ilustración 19

Ilustración 19 Organigrama ZNI - Energuaviare



Fuente: Energuaviare

3.12.2. Inventario de activos de generación, nombre localidad, marca equipo de generación, serie, modelo, año de fabricación, horas de servicio.

La capacidad de generación operativa de Energuaviare corresponde a 856 kW representados en 22 grupos electrógenos operativos con capacidad que están entre 12 y 61 kW, con los cuales suministra energía eléctrica a 828 suscriptores en 22 localidades. Ver *Tabla 24*, además, en las localidades CACHICAMO, LA CARPA, PUERTO OSPINA Y TOMACHIPAN cuenta con transformadores elevadores de 150, 400, 75 y 150 kVA respectivamente, con los cuales se eleva la tensión de distribución a 13.2 kV.

Tabla 24 Capacidad de generación Diesel en la ZNI - Energuaviare

ÍTEM	LOCALIDAD	MUNICIPIO	USUARIOS	HORAS DE SERVICIO	Marca	KW	ESTADO	PROPIEDAD
1	BOQUERÓN	SJG	33	4	PERKINS	27	REGULAR	IPSE
2	CACHICAMO	SJG	75	4	CUMMINS	60	NUEVA	IPSE
3	CAÑO BLANCO II	SJG	13	4	PERKINS	61	REGULAR	IPSE
4	CAÑO BLANCO III	SJG	13	4	LISTER PETTER	20	REGULAR	IPSE
5	CERRO AZUL	SJG	26	4	PERKINS	12	BUENA	ENERGUAVIARE
6	CAÑO MAKU	SJG	25	4	CUMMINS	30	NUEVA	IPSE
7	GUANAPALO	SJG	14	4	CUMMINS	30	NUEVA	IPSE
8	FLORIDA II	SJG	20	4	PERKINS	61	REGULAR	IPSE
9	LA CARPA	SJG	94	4	JHON DEERE	60	REGULAR	IPSE
10	MORRO	SJG	21	4	PERKINS	22	REGULAR	IPSE
11	PUERTO OSPINA	SJG	21	4	PERKINS	12	BUENA	ENERGUAVIARE
12	RESBALÓN - SAN FRANCISCO	SJG	28	4	PERKINS	28	REGULAR	IPSE
13	SABANAS DE LA FUGA	SJG	20	4	LISTER PETTER	17	REGULAR	IPSE
14	SAN LUIS DE LOS AIRES	SJG	12	4	PERKINS	40	REGULAR	IPSE
15	PUERTO NUEVO	SJG	23	4	PERKINS	61	BUENA	IPSE

16	TOMACHIPAN	SJG	143	4	CUMMINS	60	REGULAR	IPSE
17	CHARRAS	SJG	33	4	CUMMINS	60	NUEVA	IPSE
18	GUAYABALES	SJG	33	4	CUMMINS	30	NUEVA	IPSE
19	PUERTO FLORES	SJG	33	4	CUMMINS	30	NUEVA	IPSE
20	CHOAPAL	SJG	39	4	CUMMINS	35	NUEVA	IPSE
21	CATALINA	SJG	37	4	CUMMINS	35	NUEVA	IPSE
22	LA PAZ	EL RETORNO	72	4	CUMMINS	60	NUEVA	IPSE
TOTAL			828			851		

Fuente: Energuaviare

Adicionalmente, a la generación con Diesel, Energuaviare presta el servicio de energía con Soluciones Solares Individuales Fotovoltaicas en 70 veredas del departamento del Guaviare, donde se benefician 1.738 suscriptores de Energuaviare. Ver *Tabla 25*.

Tabla 25 Capacidad de generación Fotovoltaica en la ZNI - Energuaviare

MUNICIPIO	VEREDAS	SUSCRIPTORES	FECHA PUESTA EN FUNCIONAMIENTO
CALAMAR	8	196	2009
EL RETORNO	8	77	2013
SAN JOSÉ DEL GUAVIARE	37	1057	2009
SAN JOSÉ DEL GUAVIARE	14	373	2012
SAN JOSÉ DEL GUAVIARE	3	35	2017
Total	70	1738	

Fuente: Energuaviare

Localidad Cachicamo – San José del Guaviare

LOCALIDAD	MUNICIPIO	USUARIOS	HORAS DE SERVICIO	Marca	KW	ESTADO	PROPIEDAD
CACHICAMO	SJG	75	4	CUMMINS	60	NUEVA	IPSE

Ilustración 20 Grupo Electrónico Cachicamo 60 kW - Energuaviare



Fuente: Energuaviare

Ilustración 21 Transformador Elevador 150 kVA Cachicamo - Energuaviare



Fuente: Energuaviare

Ilustración 22 Redes de Distribución - Cachicamo - Energuaviare



Fuente: Energuaviare

3.12.3. Mecanismo de captura de datos (energía generada, horas de servicio) de las unidades de generación.

Según la información suministrada por la empresa, no se cuenta con micro medición en los suscriptores ni con medidores de energía instalados en los grupos electrógenos, la energía generada es estimada y/o tomada de los paneles de los generadores y registrados en las bitácoras de operación. En la Ilustración 23 se puede apreciar las "HOJAS DE VIDA DE CONTROL DE OPERACIÓN" suministradas por la empresa.

Ilustración 23 Bitácoras Control de Operación - Energüaviare

The image shows three examples of 'Hoja de Control de Operación' forms. Each form has a header with fields for 'FECHA', 'MARCA MOTOR', 'LOCALIDAD', 'MARCA GENERADOR', 'CAPACIDAD GENERACIÓN', and 'VALOR DEL TRANSPORTE DEL COMBUSTIBLE'. Below the header is a table with columns: 'HORA', 'AMPERIOS' (L1-L4), 'VOLTIOS' (L1-L4), 'KW', 'Kwh', 'HZ', 'RPM', 'PF', 'TEMP', 'HOROMETRO', and 'PSI'. The forms are for different units and dates, such as '07/02/19', '02/03/19', and 'Mayo 2017'.

Fuente: Energüaviare

3.12.4. Plan de mantenimiento programado vs ejecutado para el año 2019 y Plan programado para el año 2020, de los activos de generación y distribución en la ZNI.

Según lo enviado por Energüaviare, en la información no se evidencia una programación organizada del mantenimiento en las Zonas no interconectada, la empresa presentó un listado de actividades ejecutadas entre las que se encuentran reparaciones y actividades de mantenimiento preventivo (cambio de aceite y filtros). Ver Tabla 25.

Tabla 25 Mantenimiento Correctivo y preventivo ZNI - Energüaviare

XZ	LOCALIDAD	PLANTA DIESEL		OBSERVACIONES
		MARCA	K W	

09/04/2019	CAÑO BLANCO II	PERKINS	61	Se realizo mantenimiento, se encontró la tarjeta quemada por un rayo, se hace el cambio de la tarjeta, queda funcionando.
10/04/2019	BOQUERÓN	PERKINS	27	Se realizo mantenimiento, se encontró el alternador dañado, la batería descargada.
16/04/2019	SAN FRANCISCO	PERKINS	28	Se realizo mantenimiento, se encuentra corto en una vivienda, produciendo una falla en la planta. Se deja en funcionamiento.
03/03/2019	CAÑO BLANCO III	LISTER PETTER	20	Se realizo mantenimiento, se cambió la tarjeta y se hace mantenimiento del radiador.
05/07/2019	SAN LUIS DE LOS AIRES	PERKINS	40	Se realizo mantenimiento, se cambió los filtros de aire, aceite, ACPM y cambio de aceite.
02/02/2019	SABANAS DE LA FUGA	LISTER PETTER	17	Se realizo el mantenimiento y arreglo del alternador.
01/08/2019	SAN FRANCISCO	PERKINS	28	Se realizo el mantenimiento, arreglo del alternador y radiador.
06/09/2019	PUERTO OSPINA	PERKINS	12	Se realizo mantenimiento preventivo y mantenimiento de redes.
01/09/2019	LA CARPA	JHON DEERE	60	Se realizo mantenimiento, se cambió los filtros de aire, aceite, ACPM y cambio de aceite.
01/07/2019	CHARRAS	CUMMINS	60	Mantenimiento preventivo y cambio de filtros de aire, aceite, ACPM y cambio de aceite.
01/08/2019	GUANAPALO	CUMMINS	30	Mantenimiento preventivo y cambio de filtros de aire, aceite, ACPM y cambio de aceite.
02/09/2019	CAÑO MAKU	CUMMINS	30	Mantenimiento preventivo y cambio de filtros de aire, aceite, ACPM y cambio de aceite.
06/10/2019	LA PAZ	CUMMINS	60	Mantenimiento preventivo y cambio de filtros de aire, aceite, ACPM y cambio de aceite.
02/11/2019	CHOAPAL	CUMMINS	35	Mantenimiento preventivo y cambio de filtros de aire, aceite, ACPM y cambio de aceite.
02/05/2020	CAÑO BLANCO II	PERKINS	61	Se realizo mantenimiento al alternador y cambio de aceites
06/04/2020	BOQUERÓN	PERKINS	27	Se realizo mantenimiento, cambio de la tarjeta de voltaje por descarga eléctrica.
06/06/2020	SAN FRANCISCO	PERKINS	28	Se realizo mantenimiento a la planta y cambio de la tarjeta de voltaje por sobre voltaje.
01/07/2020	CAÑO BLANCO III	LISTER PETTER	20	Cambio del alternador, batería y cambio de aceites y filtros.
01/08/2020	SAN LUIS DE LOS AIRES	PERKINS	40	Cambio de filtros y aceite. Mantenimiento al radiador.
01/02/2020	SABANAS DE LA FUGA	LISTER PETTER	17	Mantenimiento del radiador y asentamiento de válvulas.
20/07/2020	SAN FRANCISCO	PERKINS	28	Cambio del alternador y mantenimiento del radiador.
03/09/2020	LA CARPA	JHON DEERE	60	Mantenimiento preventivo y cambio de aceite.
11/02/2020	CHOAPAL	CUMMINS	35	Mantenimiento preventivo y cambio de aceite.
08/06/2020	GUANAPALO	CUMMINS	30	Mantenimiento preventivo y cambio de aceite.
22/07/2020	CAÑO MAKU	CUMMINS	30	Mantenimiento preventivo y cambio de aceite.
07/08/2020	LA PAZ	CUMMINS	60	Revisión de la planta, se encontró tarjeta voltaje por descarga eléctrica.
20/03/2020	PUERTO OSPINA	PERKINS	12	Mantenimiento preventivo y cambio de filtros y aceite.

Fuente: Energuaviare

3.12.5. Plan de emergencia y contingencias de las centrales de generación.

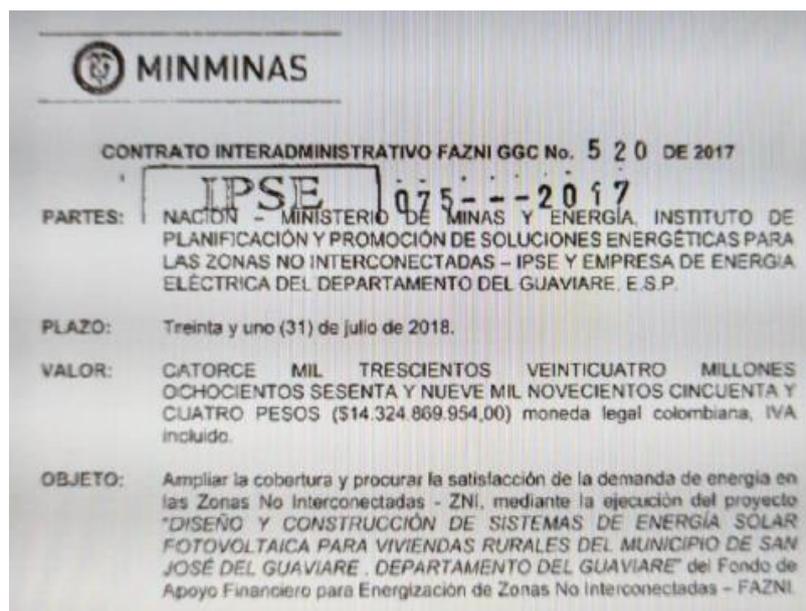
La empresa presentó un plan de contingencia orientado a las ZNI con los lineamientos a nivel general para la actuación en situaciones de emergencia y contingencias que puedan afectar la prestación del servicio en la ZNI, con funciones claras establecidas a cada uno de los integrantes que participan en el plan, Coordinador ZNI, LOGÍSTICA y PLANEAMIENTO, además, presentan un listado de materiales para los sistemas Solares y sistemas Diesel disponibles para atender las necesidades de los usuarios.

Se recomienda detallar el plan de emergencia y contingencias para ZNI a nivel de Municipio, para así buscar una rápida atención a las emergencias y/o contingencias que se puedan presentar en la ZNI.

3.12.6. Proyectos energéticos implementados con base en Fuentes No Convencionales de Energía Renovables – FNCER.

La empresa informa que durante la vigencia 2019 no se implementaron nuevos proyectos con FNCER, no obstante, se encuentra en ejecución desde el año 2017 el proyecto *“DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA VIVIENDAS RURALES DEL MUNICIPIO DE SAN JOSÉ DEL GUAVIARE, DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE”*, con el objetivo de *“Ampliar la cobertura y procurar la satisfacción de la demanda de energía en las Zonas No Interconectadas - ZNI, mediante la ejecución del proyecto “DISEÑO Y CONSTRUCCIÓN DE SISTEMAS DE ENERGÍA SOLAR FOTOVOLTAICA PARA VIVIENDAS RURALES DEL MUNICIPIO DE SAN JOSÉ DEL GUAVIARE DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE” del Fondo de Apoyo Financiero para Energización de Zonas No Interconectadas – FAZNI.”* Este proyecto se encuentra actualmente en la ejecución con un estimado de finalización en el año 2020. Ver Ilustración 23.

Ilustración 23 Contrato 520-075 MME-IPSE- Energuaviare



Fuente: Energuaviare

4. ASPECTOS COMERCIALES

4.1. Balance de Energía y Contratos - Operación comercial 2019

Durante el año 2019, Energuaviare a fin de atender la demanda del mercado de sus usuarios regulados, adquirió en total 61.549.549 kWh, por valor de \$14.711.282.636 donde por contrato se obtuvieron 57.891.852 kWh por valor de \$13.919.360.070 y en bolsa se adquirieron 3.657.697 kWh por valor de \$ 791.922.565.

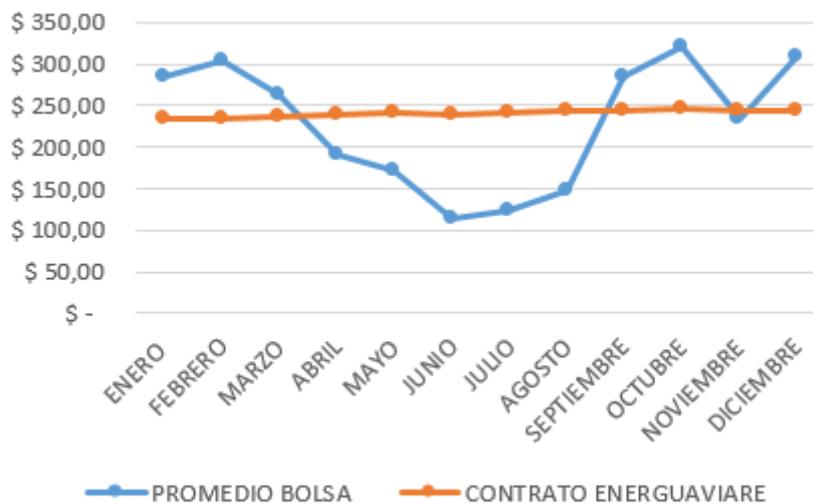
Tabla 26. Compra de Energía Energuaviare 2019

Transacciones de energía	Total, compra energía MEM \$/año	Cantidad kWh/año	Cantidad (%)
Contratos	\$ 13,919,360,070	57,891,852	94.06%
Bolsa	\$ 791,922,565	3,657,697	5.94%
Total Compra Energía	14,711,282,636	61,549,549	100%

Fuente: ESP

De acuerdo con los precios transados, se presenta a continuación el comportamiento de los precios promedios en bolsa y el precio con base al contrato de Energuaviare.

Gráfica 14 Precios promedios en bolsa y el precio con base al contrato de Energuaviare 2019



Fuente: ESP

La gráfica anterior presenta el comportamiento del valor promedio en bolsa respecto al valor del contrato de la Empresa Energuaviare para los meses de enero a diciembre de 2019, permitiendo apreciar que el promedio de la bolsa presentó una tendencia a disminución para el mes de febrero a junio, recuperando nuevamente para los meses de julio a octubre.

4.2. Nivel de contratación y nivel de exposición en bolsa.

Nivel de Contratación: En relación con las Transacciones de Compra de Energía en el MEM, la compra de Energía para suplir la demanda durante la vigencia 2019, se encuentra mediante cubrimiento por contrato con cobertura de la demanda del 94%.

4.2.1. Exposición a bolsa: ENERGUAVIARE S.A. E.S.P, tuvo expuesto en bolsa el 6% de la demanda. La compra por contrato fue del 94% suscrito con la empresa AXIA S.A. E.S.P. y el 6% en bolsa.

4.2.2. Relación de sus principales proveedores

Los principales proveedores con los que cuenta la empresa Energuaviare son la compañía AXIA S.A E.S.P y XM EXPERTOS EN MERCADOS S.A E.S.P

4.2.3. Descripción de los contratos que la compañía tiene firmados con otros agentes de su mercado junto con los porcentajes que representan en energía y por clase.

Contrato de suministro de energía 109 de 2017, con el comercializador AXIA ENERGÍA S.A.S S.A E.S.P, para el suministro de energía y potencia eléctrica durante el periodo 01 de enero de 2018 a 31 de diciembre de 2019 para el mercado regulado, mediante la modalidad pague lo demandado con tope, con pago anticipado.

MODALIDAD: Pague lo demandado con tope, con pago anticipado.

NIVEL DE COBERTURA: 100%.

PRECIO DE BASE: 223 \$/KWh.

La actualización mensual se hará con base en el IPP (oferta interna) con la siguiente fórmula de ajuste $P_i = P_0 (IPP_i / IPP_0)$.

- Dónde: P_0 = Precio de la energía en pesos constantes del mes de febrero de 2017.
- P_i = Precio de la energía en el mes i .
- IPP_0 = Índice de precios al productor total nacional oferta interna para el mes de febrero de 2017.
- IPP_i = Índice de precios al productor total nacional oferta interna certificado por la autoridad competente para el mes i .

Contrato de suministro de energía 110 de 2017, con el comercializador AXIA ENERGIA S.A.S S.A E.S.P, para el suministro de energía y potencia eléctrica durante el periodo 01 de enero de 2020 a 31 de diciembre de 2021 para el mercado regulado, en las mismas condiciones de precio de base, modalidad, nivel de cobertura y actualización mensual de precio con base en el IPP.

4.3. Descripción de las transacciones realizadas en el mercado mayorista

Teniendo en cuenta que Energuaviare S.A E.S.P, suscribió el contrato 110 de 2017 con AXIA S.A E.S.P, con objeto contractual “SUMINISTRO PERIÓDICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA A FAVOR DE ENERGUAVIARE S.A. E.S.P., PARA EL PERIODO COMPRENDIDO ENTRE LAS 00:00 HORAS DEL 1° DE ENERO DE 2020 HASTA LAS 24:00 DEL DÍA 31 DE DICIEMBRE DEL AÑO 2021, CON DESTINO AL MERCADO REGULADO.”, el cual incumplieron para el despacho de energía del mes de febrero de 2020, a raíz de la notificación por parte de XM de retiro del mercado de AXIA S.A.E.S.P comercializador y posteriormente ingresaron en limitación de suministro como generadores por el incumplimiento en los pagos de las garantías pactadas, por el incumplimiento de AXIA a Energuaviare, quedó expuesto en bolsa con el despacho de la energía para cubrir la demanda requerida, posteriormente se suscribió cesión de contrato el día 24 de febrero de 2020, con Profesionales en Energía S.A E.S.P, como cesionario, finalmente con registro ante XM, a partir de 12 de marzo de 2020.

En la incorporación de nuevos usuarios Regulados, la empresa indica que al 31 de diciembre de 2018 contaban con 20.332 usuarios y al 31 de 2019 con 21.465 usuarios nuevos regulados

Energuaviare manifiesta que no posee usuarios NO REGULADOS y que no tuvo usuarios fuera del mercado durante la vigencia, ya que todos sus usuarios son de mercado incumbente

4.4. Medición

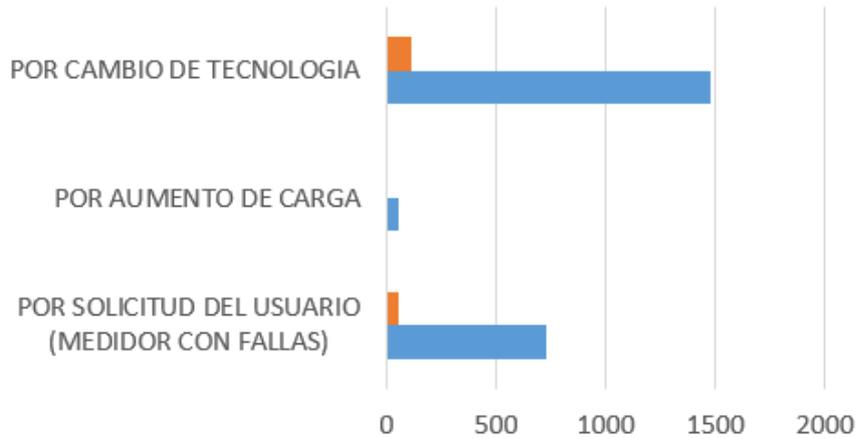
En relación con el componente de medición, la empresa reporta los cambios de medidores efectuados en el año 2019, para los municipios de Guaviare y Concordia, en donde se efectuaron cambios de medidor tipo electrónico. Para el departamento de Guaviare se efectuaron 1.728 cambios de medidor para usuarios residenciales y 531 medidores para usuarios no residenciales; para el caso del municipio de Concordia, se cambiaron 143 medidores para el sector residencial y 34 para el sector no residencial.

Tabla 27. Número de medidores instalados por municipio

MUNICIPIO	MEDIDORES ELECTRÓNICOS INSTALADOS
GUAVIARE	2.259
CONCORDIA	138

Fuente: ESP

Gráfica 15. Causales de cambio de medidor



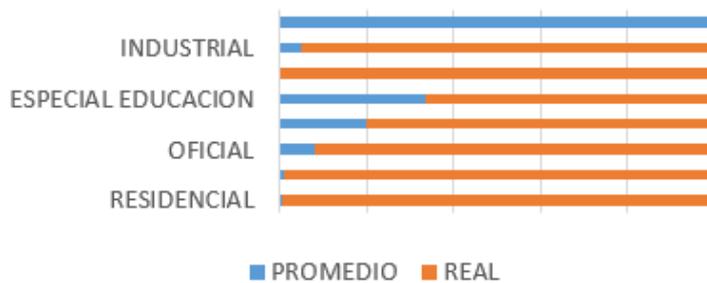
Fuente: ESP

De acuerdo con la gráfica anterior, de color azul se aprecian los medidores que fueron cambiados, para el municipio de Guaviare, y en naranja los medidores que fueron cambiados para el municipio de Concordia.

A continuación, se presenta la relación de número de usuarios por tipo de lectura discriminado por tipo de usuario y municipio.

Gráfica 16. Relación de número de usuarios por tipo de lectura discriminado por tipo de usuario y municipio

Usuarios por tipo de Lectura Guaviare



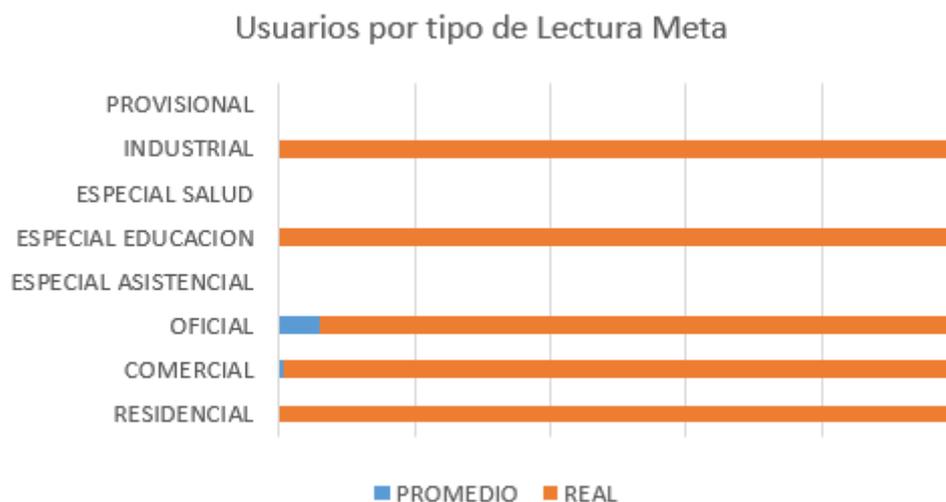
Fuente: ESP

Para el municipio de Guaviare, se presenta un componente de usuarios cuyas lecturas fueron determinadas por promedio, en su gran medida para el sector residencial 109 usuarios y comercial 20 usuarios; y la determinación de lecturas por diferencia de lecturas, se presenta un componente mayor en el sector residencial equivalente a 17.006 usuarios y comercial 1982 usuarios.

En el departamento de Meta, se presentan lecturas por promedio de 3 usuarios residenciales, 1 comercial y 2 oficial, respecto a las lecturas reales que corresponden a 1.802 usuarios residenciales, 174 usuarios comerciales y 31 oficiales.

Dichos datos se obtienen de la información de facturación remitida por Energuaviare a diciembre de 2019.

Gráfica 17. Relación de número de usuarios por tipo de lectura discriminado por tipo de usuario y municipio



Fuente: ESP

4.4.1. PQR por concepto de medición.

La empresa Energuaviare, manifiesta no haber recibido PQRS por concepto de medición o desviaciones significativas para el año 2019, las inconformidades recibidas durante el año 2019 corresponden a Inconformidades por consumo o producción facturado las cuales suman 1.288 PQRS; no se presentaron inconformidades por cobros por promedio, desviaciones significativas o de por cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía.

4.2.2 Código de medida

De acuerdo con lo informado por la empresa en la visita virtual para la presente evaluación integral, Energuaviare cuenta con la frontera de las características relacionadas a continuación:

Tabla 28 Características Frontera Energuaviare

FRONTERA	CARACTERÍSTICAS
Frt19803	<p>Frontera de Energuaviare, de tipo entre agentes, ubicada en la Calle 8 N° 23-55 Barrio Centro, la ciudad san José del Guaviare del Departamento del Guaviare. El Agente exportador y operador de red es ELECTRIFICADORA DEL META S.A. E.S.P. – COMERCIALIZADOR y el Agente representante es la EMPRESA DE ENERGÍA ELÉCTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P. – COMERCIALIZADOR.</p> <p>Cuenta con un medidor Principal de serie MT-1009A873-01 y un medidor de respaldo de serie MT-1009A874-01, la clase de los medidores es 0,2, con un factor de pérdida de 1,00918357, ubicados en la frontera de nivel de tensión 4, con un voltaje de operación de 115 kV, el Centro de Gestión de Media se denomina CGM GUAVIARE (comercializador)</p>

Para la evaluación en lo correspondiente a la gestión de medida, como parte de la evaluación integral se presentan a continuación los análisis correspondientes a: i) procedimientos y avances respecto del cumplimiento de lo establecido en el código de medida, ii) Centro de Gestión de Medidas, y iii) fronteras comerciales en falla.

4.2.3 Cumplimiento del Código de Medida

Con base a la información allegada por la empresa Energuaviare, se identifica la información correspondiente a los formatos de registro de la frontera comercial de su administración, incluyendo los anexos respectivos con certificados de calibración de medidor principal, medidor de respaldo, certificados de conformidad de producto, transformador de corriente, transformador de potencial, así como el registro de garantía de potencia y de capacidad de transporte, en cada caso, por lo cual la empresa da cumplimiento al respecto en cuanto al Código de Medida.

Entre los aspectos evaluados a través de la verificación de la frontera, se encuentran:

- a) Certificación de Conformidad de Producto para los elementos del Sistema de Medición, según el artículo 10 de la Resolución CREG 038 de 2014 y el artículo 1 de la Resolución CREG 058 de 2016.
- b) Según lo informado, se da cumplimiento a la exigencia de los requisitos mencionados.
- c) Medidores de Energía Reactiva, según el artículo 12 de la Resolución CREG 038 de 2014.
- d) En los medidores se cuenta con registro de energía reactiva inductiva y con su respectivo certificado de calibración.
- e) Medidores De Respaldo, según el artículo 13 de la Resolución CREG 038 de 2014

- f) De acuerdo con lo informado, se cuenta con medidor de respaldo y demás requisitos establecidos.
- g) Registro y lectura de la Información, según el artículo 15 de la Resolución CREG 038 de 2014, Protección de Datos, según el artículo 17 de la Resolución CREG 038 de 2014, Centro de Gestión de Medidas, CGM, según el artículo 18 de la Resolución CREG 038 de 2014.

De acuerdo con lo informado por la Empresa, a través del CGM se realizan actividades relacionadas con validación de lectura, así como con registro de la información y protección de datos, cumpliéndose en cada caso con la integralidad y la protección de datos.

- a) Verificación Inicial del Sistema de Medición, según el artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014.
- b) Según lo informado, se realiza la verificación inicial de los elementos del sistema de medición para la frontera atendida por la Empresa.
- c) Hoja de Vida de los Sistemas de Medición, según el artículo 30 de la Resolución CREG 038 de 2014.
- d) De acuerdo a lo reportado por la empresa, encontrándose la hoja de vida de la frontera comercial
- e) Lectura de las Mediciones en las Fronteras Comerciales, según el artículo 37 de la Resolución CREG 038 de 2014.
- f) De acuerdo con lo informado, se da cumplimiento a la mencionada disposición regulatoria establecida.
- g) h. Indicadores de Gestión e Informe de Operación, según el artículo 40 de la Resolución CREG 038 de 2014.

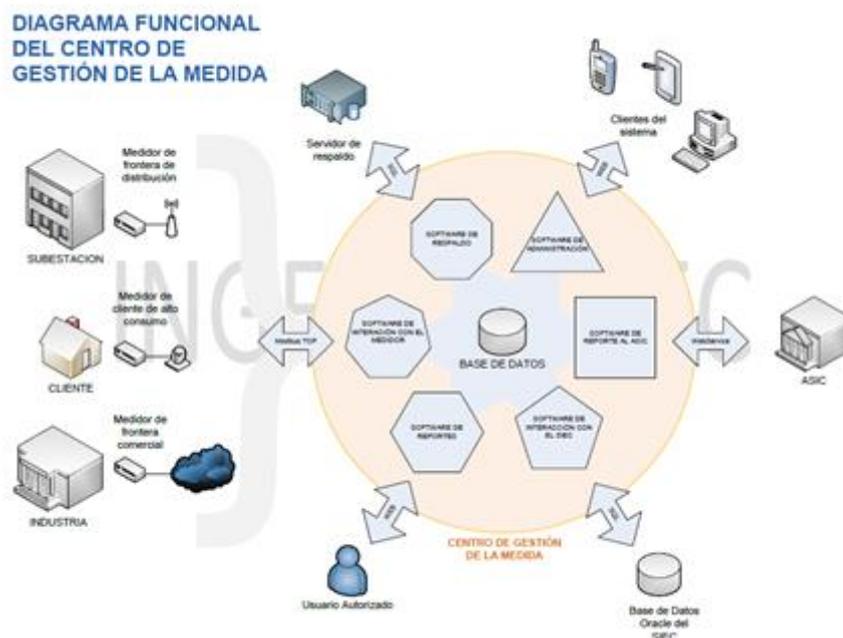
4.2.4 Centro de Gestión de Medidas, CGM

La Empresa de Energía Eléctrica del Departamento del Guaviare – Energuaviare, cuenta con un software para el centro de gestión de la medida – CGM a representantes de frontera – RF conectados al sistema interconectado nacional – SIN, para dar cumplimiento a la resolución CREG 038 de 2014, el cual posee entre sus funcionalidades las siguientes:

- Se interrogan los medidores de las fronteras comerciales principal y respaldo.
- Se concentran y se almacenan las lecturas - MDC.
- Se ejecutan procesos de validación y crítica de las mediciones – MDM .
- Se realizan los reportes al ASIC de las lecturas de los medidores.

- Consulta remota de cualquier medidor, siempre y cuando esté dentro del alcance de la conexión de red y tenga protocolo Modbus TCP
- Almacenamiento de los datos en el CGM garantiza la integridad de las mediciones registradas y su disponibilidad por períodos, incluso mayores a dos (2) años.
- Se cuenta con los requisitos de protección de los datos establecidos (artículo 17 de la Resolución CREG 038 de 2014).
- Mantiene documentados los procedimientos para el cumplimiento de requisitos.
- Información almacenada y disponibilidad de procedimientos documentados para verificación por parte de autoridades u organismos competentes.
- La interrogación de los medidores emplea los canales de comunicación, tanto primarios como de respaldo, para garantizar el reporte de las lecturas.

Ilustración 24. CGM Energaviare



Fuente: ESP

Frente al cumplimiento de disposiciones establecidas en el Anexo 3 del Código de Medida, según lo informado en la visita virtual realizada para la presente evaluación, el CGM realiza las funciones de la siguiente manera:

- Interrogar los medidores de forma remota para garantizar la disponibilidad de la información en los plazos establecidos en el Código de Medida; de acuerdo con lo observado, la empresa ENERGUAVIARE realiza la

interrogación de medidores de manera remota y dispone de la información almacenada, por periodos mayores a dos (2) años.

- b) Coordinar la interrogación local de los medidores ante fallas en los sistemas de comunicación. Ante fallas en los sistemas de comunicaciones la empresa, ha desarrollado diversas acciones, sin embargo, manifiestan búsqueda de mejoramiento en temas de comunicación a fin de disminuir las fallas de la frontera.
- c) Interrogar, almacenar y conservar las lecturas de energía reactiva. En el CGM, se adelantan de manera permanente los procesos de interrogación y almacenamiento de las lecturas de energía reactiva.
- d) Facilitar la actualización y mantenimiento de las hojas de vida de los sistemas de medición: mediante la información que se obtiene del CGM, se conduce a la actualización y mantenimiento de las hojas de vida de los sistemas de medición.

Se revisó el contenido del informe de operación del CGM, verificando, entre otros aspectos, la inclusión de:

- Cantidad y causa de las fallas en los medidores, sistemas de comunicación, transformadores de tensión y de corriente, así como otros elementos del sistema.
- Cantidad, duración y tipo de verificaciones realizadas a los sistemas de medición.
- Duración promedio de los procesos de interrogación de las fronteras comerciales.
- Cantidad y duración de los procesos de interrogación local efectuados por el CGM.

4.2.5 Fronteras Comerciales en Falla durante el año 2019

De acuerdo con lo reportado por la empresa en la reunión de evaluación integral, manifestaron las situaciones presentadas en la frontera, las cuales han presentado inconvenientes por fallas en envío de lectura, en donde indican que el factor causante de estas fallas obedece a temas de comunicación, manifestando la ejecución de acciones en aras de disminuir este tipo de situaciones en la frontera.

A continuación, se presenta el histórico de fallas de la frontera, extraído de la información remitida por parte de Energuaviare.

Tabla 29. histórico de fallas de la frontera

Código SIC	Equipo en Falla	Fecha Inicio Falla	Fecha Fin Falla	Fecha Normalización	Estado de la Falla	Agente Reporta	Representante de la Frontera
------------	-----------------	--------------------	-----------------	---------------------	--------------------	----------------	------------------------------

Fr1980 3	Falla No Envío de Lectura	2020- 02-12	2020- 02-15	2020-02- 15	Finaliza do	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR
Fr1980 3	Falla No Envío de Lectura	2020- 07-12	2020- 07-14	2020-07- 14	Finaliza do	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR
Fr1980 3	Falla No Envío de Lectura	2020- 07-31	2020- 07-31	2020-07- 31	Finaliza do	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE S.A. E.S.P. - COMERCIALIZADOR

Fuente: ESP

4.3 Subsidios

a) Información de aplicación subsidios y contribuciones FSSRI

Tabla 30. Número de usuarios a los que se le ha aplicado subsidios y contribuciones FSSRI - 2017

LOCA LIDAD	USO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
SAN JOSE	1	5.432	5.542	5.587	5.542	5.623	5.701	5.791	5.844	5.796	5.802	5.849	5.890
	2	4.585	4.583	4.621	4.617	4.645	4.692	4.698	4.724	4.738	4.741	4.797	4.812
	3	1.305	1.303	1.308	1.305	1.312	1.313	1.315	1.319	1.317	1.309	1.306	1.305
	CONTRI BUCIÓN	1.286	1.285	1.297	1.298	1.295	1.299	1.299	1.315	1.318	1.316	1.324	1.329
CONC ORDIA	1	1.178	1.187	1.124	1.201	1.211	1.218	1.249	1.260	1.268	1.278	1.287	1.297
	2	231	231	230	237	228	246	246	247	247	247	246	246
	3	16	16	16	16	16	1	1	1	1	1	0	0

	CONTRIBUCIÓN	148	151	139	152	158	160	161	161	162	163	162	162
CALAMAR	1	1.029	1.029	1.020	1.024	1.031	1.030	1.034	1.037	1.037	1.037	1.039	1.040
	2	85	88	89	87	93	94	95	92	93	93	94	95
	3	12	12	12	13	12	12	12	12	9	9	9	9
	CONTRIBUCIÓN	229	228	226	225	228	230	230	231	229	230	229	229
LIBERTAD	1	601	602	574	572	605	610	611	615	615	615	617	620
	2	11	11	11	14	11	11	11	11	11	11	12	13
	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	CONTRIBUCIÓN	83	83	84	85	84	84	84	84	84	84	84	83
RETORNO	1	1.115	1.126	1.135	1.138	1.151	1.117	1.119	1.129	1.129	1.134	1.147	1.153
	2	240	240	239	243	240	240	240	240	240	241	240	240
	3	11	11	11	12	11	11	11	11	11	10	10	10
	CONTRIBUCIÓN	193	194	191	194	195	195	195	195	195	196	196	195

Fuente: ESP

Tabla 31. Número de usuarios a los que se le ha aplicado subsidios y contribuciones FSSRI - 2018

LOCALIDAD	USO												
		ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
SAN JOSE	1	6.644	6.680	6.819	6.881	6.897	6.931	6.958	6.986	7.049	7.062	7.067	7.100
	2	4.849	4.863	4.903	4.922	4.933	4.937	4.962	5.006	5.029	5.036	5.034	5.052
	3	1.305	1.306	1.315	1.312	1.308	1.309	1.303	1.303	1.306	1.306	1.304	1.308

	CONTRIBUCIÓN	1.332	1.329	1.330	1.329	1.328	1.327	1.329	1.332	1.420	1.427	1.423	1.403
CONCORDIA	1	1.318	1.332	1.341	1.346	1.349	1.354	1.358	1.364	1.365	1.370	1.380	1.380
	2	246	246	246	247	247	250	250	250	251	251	252	252
	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
	CONTRIBUCIÓN	165	165	165	164	164	165	166	166	169	171	170	175
CALAMAR	1	1.040	1.039	1.039	1.039	1.044	1.042	1.043	1.044	1.049	1.051	1.052	1.055
	2	95	96	98	98	98	99	99	100	99	99	100	100
	3	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9	8	8
	CONTRIBUCIÓN	232	231	233	233	234	237	236	237	240	240	239	239
LIBERTAD	1	620	625	629	640	714	793	847	868	876	885	898	917
	2	14	14	14	14	14	14	14	15	15	15	15	15
	3	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5	5
	CONTRIBUCIÓN	82	82	82	83	83	84	84	83	83	85	86	86
RETORNO	1	1.173	1.175	1.177	1.196	1.197	1.199	1.203	1.203	1.205	1.211	1.213	1.215
	2	241	241	240	240	240	240	240	241	241	241	244	243
	3	10	10	9	9	9	9	9	9	9	9	9	9
	CONTRIBUCIÓN	194	194	195	195	196	196	196	196	197	197	198	198

Fuente: ESP

Tabla 32. Número de usuarios a los que se le ha aplicado subsidios y contribuciones FSSRI - 2018

LOCALIDAD	USO	ENE	FEB	MAR	ABR	MAY	JUN	JUL	AGO	SEP	OCT	NOV	DIC
SAN JOSE	1	7.120	7.138	7.242	7.302	7.368	7.415	7.415	7.452	7.471	7.543	7.557	7.573
	2	5.097	5.111	5.147	5.150	5.176	5.193	5.193	5.200	5.220	5.330	5.347	5.372
	3	1.317	1.321	1.325	1.323	1.321	1.316	1.316	1.307	1.307	1.308	1.297	1.288
	CONTRIBUCIÓN	1.420	1.426	1.429	1.445	1.450	1.453	1.445	1.447	1.452	1.461	1.466	1.466
CONCORDIA	1	1.383	1.387	1.389	1.388	1.388	1.385	1.229	1.233	1.234	1.240	1.241	1.245
	2	260	263	274	276	278	292	245	244	245	251	247	248
	3	0	0	0	0	0	0	9	9	9	9	9	9
	CONTRIBUCIÓN	175	198	174	174	174	175	200	201	201	202	206	207
CALAMAR	1	1.060	1.061	1.062	1.062	1.062	1.066	1.066	1.050	1.066	1.069	1.072	1.073
	2	101	100	102	105	107	105	105	107	107	109	109	109
	3	8	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7	7
	CONTRIBUCIÓN	241	242	242	240	240	240	241	241	242	242	244	245
LIBERTAD	1	922	933	939	939	942	950	950	953	959	965	985	1.016
	2	15	15	16	16	16	17	17	20	20	20	20	20
	3	5	5	4	4	4	4	4	0	0	0	0	0
	CONTRIBUCIÓN	88	88	87	87	87	88	88	86	85	85	84	84
RETORNO	1	1.216	1.217	1.219	1.219	1.221	1.229	1.385	1.388	1.402	1.408	1.435	1.513
	2	244	244	246	246	246	245	292	294	294	295	295	235

	3	10	10	9	9	9	9	0	0	0	0	0	0
	CONTRIBUCIÓN	198	198	199	200	200	201	175	176	175	175	175	175

Fuente: ESP

La empresa manifiesta que no cuenta con recurso de subsidio FOES. Además, la empresa remite acta de conciliaciones de subsidios y contribuciones del FSSRI presentadas al Ministerio de Minas y Energía correspondiente al año 2019, discriminada por mes, municipio y tipo de usuarios

De acuerdo con la información remitida por parte de la empresa Energuaviare, remiten la conciliación de saldos de subsidios entre comercial y contabilidad a cierre diciembre de 2019 como se aprecia en el anexo 1.

De acuerdo con el segundo cuadro del cierre a 31 de diciembre de 2019 de la cuenta por cobrar al Ministerio de Minas y Energía por concepto de subsidios (anexo 1), se refleja mayor valor por cobrar en la cartera comercial frente a la contable de \$ 9.098.110.

4.4. Tarifas

De acuerdo con la información comercial reportada por la empresa en el Sistema Único de Información (SUI), la empresa ENERGUAVIARE E.S.P. atiende únicamente usuarios regulados, definidos por la Ley 143 de 1994 como:

*“(...) **Usuario regulado:** Persona natural o jurídica cuyas compras de electricidad están sujetas a tarifas establecidas por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (...)”*

En consecuencia, a continuación, se presenta una evaluación de las tarifas del año 2019 para usuarios regulados:

4.4.1. Usuarios Regulados

4.4.1.1. Análisis Por componente del Costo Unitario CU

Es el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado. El Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) de energía eléctrica, de acuerdo con la regulación establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas – CREG, está conformado por la suma de los componentes de generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (PR) y restricciones del sistema (R), cada uno de los cuales obedece a unas condiciones reguladas para la determinación de su valor.

$$CU_{v,n,m} = G_m + T_m + D_{n,m} + C_v + PR_{n,m} + R_m$$

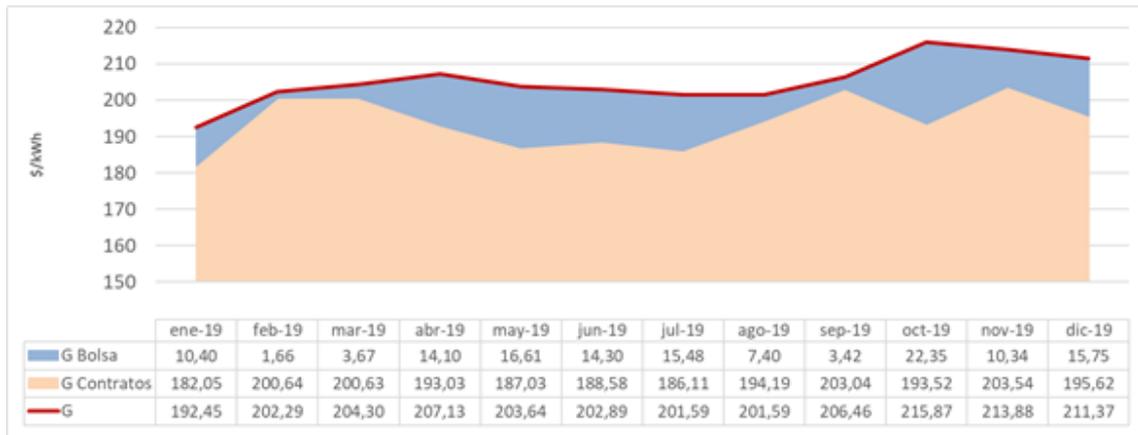
The diagram illustrates the components of the Unitary Cost (CU) and their respective percentages:

- Generación: 30%
- Transmisión: 7%
- Distribución: 40%
- Comercialización: 13%
- Pérdidas: 7%
- Restricciones: 3%

4.4.1.1.1. Componente de Generación

Este componente se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución CREG 030 de 2018 y Resolución CREG 129 de 2019. Este componente permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de energía del comercializador bien sea vía contratos bilaterales o bolsa en el mercado de energía mayorista.

Gráfica 18. Componente de Generación (G) 2019 - ENERGUAVIARE



Fuente: Publicación Tarifas ESP. Elaboración DTGE

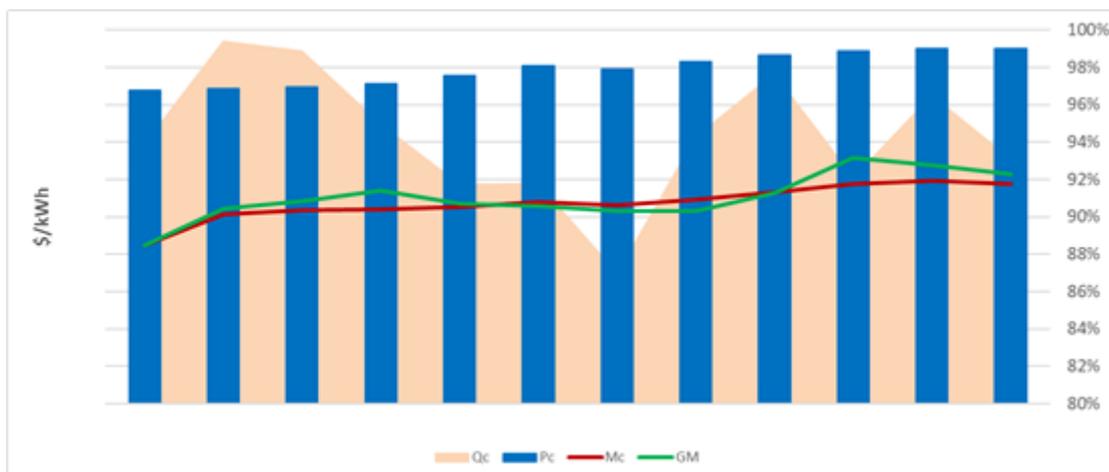
Para el periodo de análisis, el componente de Generación presentó variaciones a causa a la combinación de precio de bolsa y exposición a la misma. El área de color azul corresponde al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en bolsa y el área de color curuba corresponde a valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda atendida con energía comprada en contratos bilaterales. ENERGUAVIARE cubrió en promedio el 94,27% de su demanda con compras en contratos donde el componente presentó un valor promedio de 205,29 \$/kWh, con un máximo de 215,87 \$/kWh para octubre de 2019, y un mínimo de 192,45 \$/kWh en enero de 2019.

Cubrimiento de la demanda Regulada.

Compras en contratos

Para ilustrar esta parte de la evaluación, se muestra una gráfica con el costo promedio de la energía comprada en contratos (Pc), costo promedio ponderado por energía (Mc), porcentaje de la demanda regulada cubierta con contratos bilaterales (Qc) y costo máximo a trasladar a usuarios finales (G).

Gráfica 19. Pc Vs. Mc Vs. G Vs. Qc 2019 – ENERGUAVIARE



Fuente: Elaboración DTGE

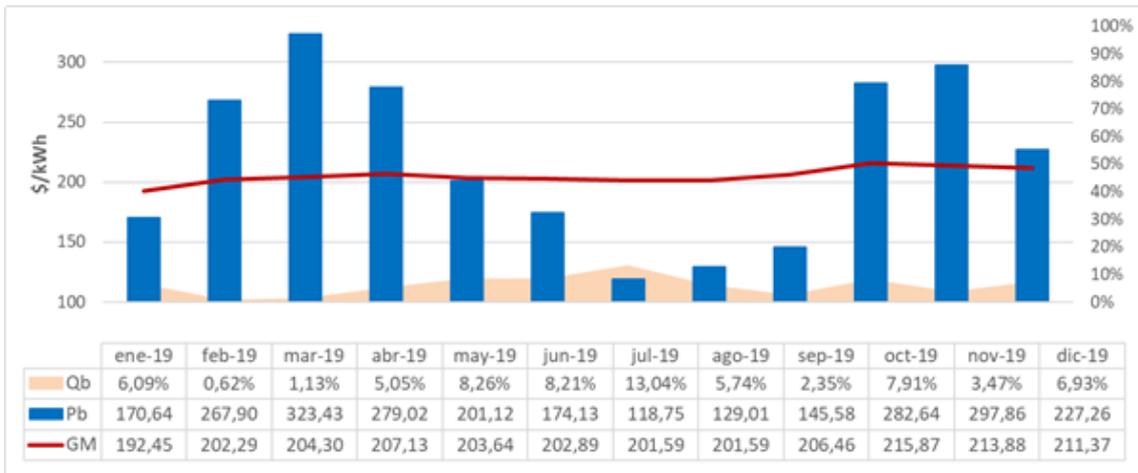
De la gráfica anterior puede evidenciarse que Energúaviare paga un precio de energía en contratos (Pc) por encima del precio promedio del mercado (Mc). Debe tenerse presente que los contratos bilaterales son adjudicados mediante un proceso regulado de convocatoria pública donde los oferentes proponen un precio y el comercializador evalúa si es pertinente o no adquirir la energía a dicho precio. El precio promedio para el año 2019 de energía comprada en contratos fue de 236,63 \$/kWh, el Mc promedio para 2019 fue de 203,74 \$/kWh mientras que el G, como ya se había mencionado, tuvo un valor promedio de 205,29 \$/kWh.

Así mismo puede observarse que a pesar de que su Pc se encuentre muy por encima del Mc, el valor del G se encuentra muy cerca al Mc. Esto se debe al efecto generado por el factor de ponderación alfa de la empresa donde transfiere en mayor proporción el Mc y no el Pc en el componente.

Compras en Bolsa

Similar al ejercicio realizado con las compras en contratos, se muestra una gráfica con el costo promedio de la energía comprada en bolsa (Pb), porcentaje de la demanda regulada cubierta con bolsa (Qb) y costo máximo a trasladar a usuarios finales (G)

Gráfica 20. Pb Vs. Qb Vs. G 2019 - ENERGUAVIARE



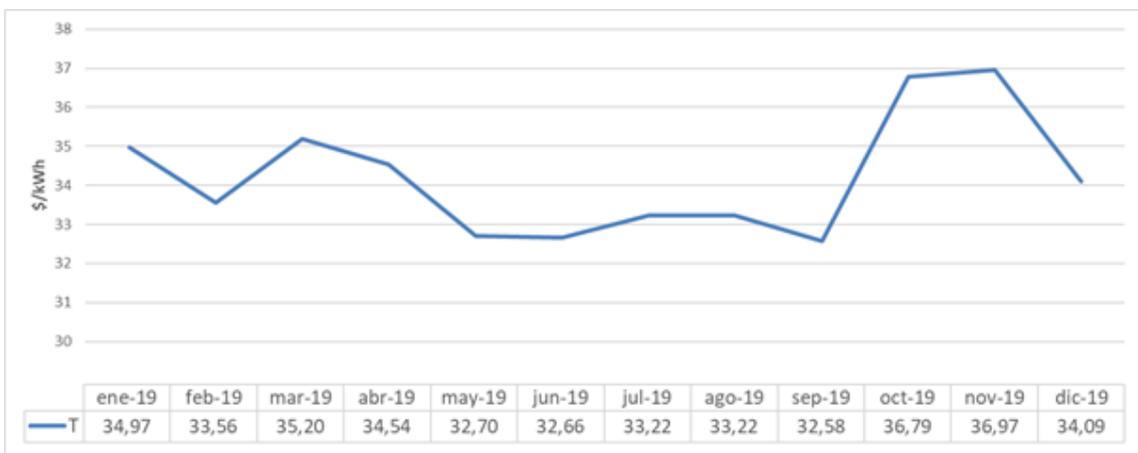
Fuente: Elaboración DTGE

En la gráfica anterior y junto con la Gráfica 18, puede evidenciarse que la combinación del porcentaje de exposición en bolsa y el precio de la misma, incide directamente en el componente de Generación aumentándolo tal cual se evidenció en el mes de octubre de 2019 donde un Pb de 282,64 \$/kWh y una exposición en bolsa del 7,91% generaron un G de bolsa igual a 22,35 \$/kWh, siendo el más alto de todo el 2019.

4.4.1.1.2. Componente de Transmisión (T)

El componente de Transmisión es liquidado y publicado por XM S.A. E.S.P. en calidad de LAC de acuerdo a la Resolución CREG 011 de 2009 y las empresas comercializadoras cobran a sus usuarios dicho valor. En la Gráfica 4 se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por la empresa a sus usuarios durante el año 2019. El componente reconoce a los transmisores nacionales el valor de las inversiones realizadas mediante un ingreso regulado establecido por la CREG a través de resolución particular. Cabe aclarar que todos los comercializadores de energía eléctrica del país cobran mensualmente vía tarifa un único valor del componente. Energaviare S.A. E.S.P. no posee activos de transmisión.

Gráfica 21. Componente de Transmisión 2019 - ENERGUAVIARE



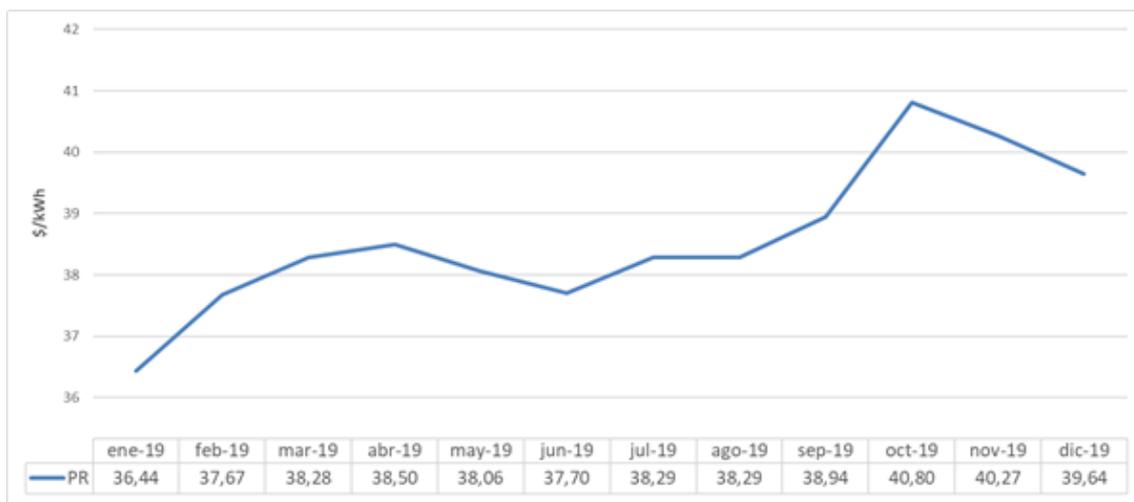
Fuente: Publicación Tarifas ESP

4.4.1.1.3. Componente de Pérdidas (P)

El componente de Pérdidas reconoce al comercializador el costo reconocido de pérdidas de energía que por razones técnicas y no técnicas se pierden en el STN, STR y SDL. De acuerdo con la metodología establecida en la Resolución CREG 173 de 2011, este componente se calcula como una fracción de los componentes de Generación y Transmisión bajo las mismas condiciones del porcentaje de pérdidas reconocidas al Operador de Red propietario de las redes donde se preste el servicio.

En promedio, el componente de Pérdidas se compone de un 85% proveniente de la Generación y un 15% por el componente de Transmisión; razón por la cual la curva mostrada en la Gráfica 5 tiene un comportamiento similar al del componente de Generación. Por lo anterior, un incremento en el componente de Generación impacta directamente este componente incrementándolo.

Gráfica 22. Componente de Pérdidas 2019 - ENERGUAVIARE



Fuente: Publicación Tarifas ESP

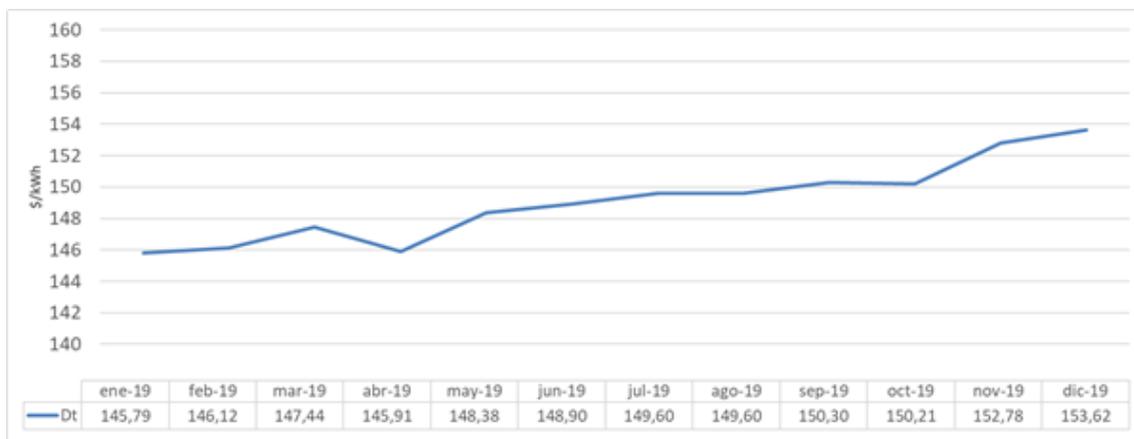
4.4.1.1.4. Componente de Distribución (D)

Cuando el Ministerio de Minas y Energía a través del Decreto 388 de 2007 ordenó a la CREG conformar dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD), y una vez expedidos las Resoluciones 182306 de 2009 (ADD Oriente), 181347 de 2010 (ADD Occidente), 180696 de 2011 (ADD Sur) y 180574 de 2012 (ADD Sur), el Operador de Red Energuaviare no fue incluido en ninguna de estas áreas por lo que el cargo de Distribución que incluye en el CU de sus usuarios, corresponde a cargo por uso por nivel de tensión obtenido bajo la metodología definida en la Resolución CREG 097 de 2008.

Aclarado lo anterior, de acuerdo con la Gráfica 6, durante 2019 este componente para ENERGUAVIARE se ubicó entre los 145,79 \$/kWh y los 153,62 \$/kWh con un valor

promedio de 149,05 \$/kWh. Los cargos de Distribución de una empresa bajo esta metodología varían mensualmente de acuerdo con el índice de precios al productor.

Gráfica 23. Componente de Distribución 2019 - ENERGUAVIARE



Fuente: Publicación Tarifas ESP

4.4.1.1.5. Componente de Comercialización (C)

El componente de Comercialización remunera costos asociados a la comercialización: margen de la actividad, riesgo de cartera, contribuciones y pagos al administrador del mercado. A la fecha, la comercialización se calcula a través de las metodologías establecidas en la Resoluciones CREG 180 y 191 de 2014 donde la Comercialización está conformada por tres subcomponentes: Costo variable de comercialización (**C***), costo variable para atender usuarios regulados (**CvR**) y reconocimiento de garantías y contribuciones. Para el caso de Energuaviare E.S.P., la conformación de este componente es la siguiente:

$$Cv_{m,i,j} = C_{i,j,m}^* + \frac{CER_{i,m} + CCD_{i,m-1} + CG_{i,m-1}}{V_{i,m-1}} + CvR_{i,j,m}$$

↓

11%

↓

4%

↓

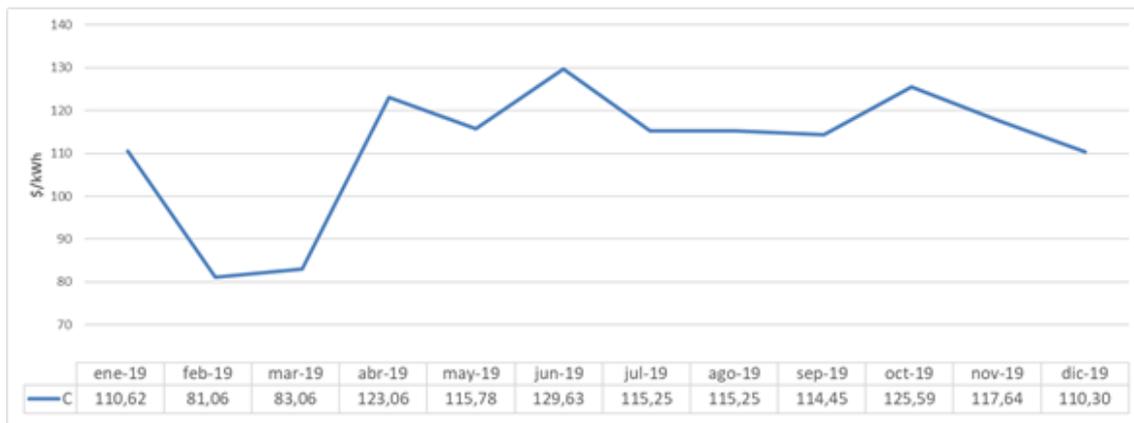
85%

De acuerdo con la Gráfica 24, durante el año 2019 el componente se mantuvo entre los 81,06 \$/kWh y 129,63 \$/kWh, el primero se presentó en el mes de febrero y el segundo en el mes de junio. Se aclara que el valor del componente para los meses de febrero y marzo de 2019 es atípico y se debe un error en el cálculo por parte de la empresa, percance que fue identificado por la DTGE y el cual la empresa ya ajustó cobrando así a sus usuarios lo debido.

Aclarado el error en los meses de febrero y marzo, los picos en el comportamiento del componente se pueden deber a varios factores: i) variación en las ventas reguladas utilizadas en el cálculo del componente CvR, ya que, al ser menores, la proporción de

costos trasladados al usuario aumenta y ii) una variación en el CU afecta directamente el cálculo del **C*** por lo que los incrementos ocasionados por los componentes de Generación o Restricciones puede influir en estos crecimientos. Se aclara que la empresa no constituye garantías financieras para cubrir sus compras en bolsa en el MEM o los cargos por uso del STR/SDL.

Gráfica 24. Componente de Comercialización 2019 - ENERGUAVIARE



Fuente: Publicación Tarifas ESP

4.4.1.1.6. Componente de Restricciones (R)

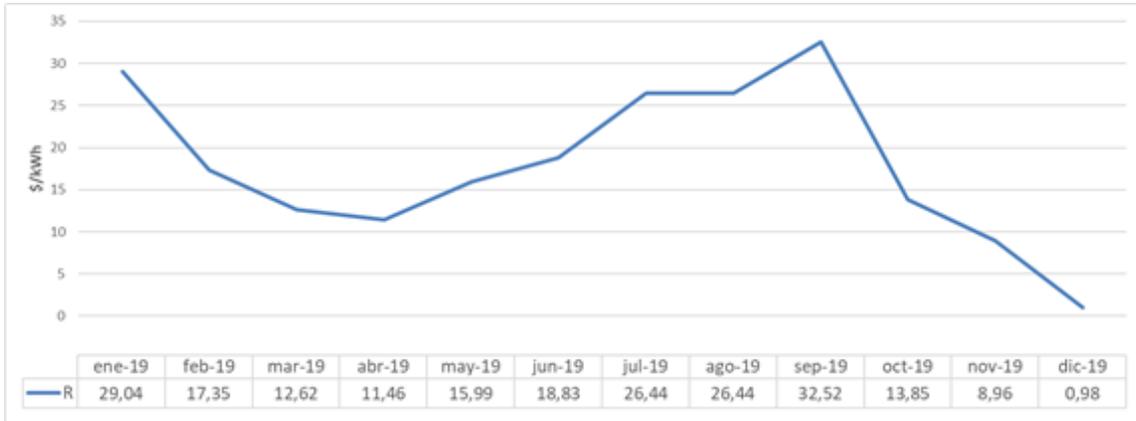
En el componente de Restricciones, es donde se compensan los sobrecostos en el sistema generados por los despachos de energía asociados a los límites técnicos de la red de transmisión o la aplicación de criterios de seguridad y confiabilidad en el suministro de electricidad; estos sobrecostos son asumidos por la demanda.

De acuerdo con la regulación, el ASIC asigna mensualmente a cada comercializador un valor en pesos por concepto de restricciones por lo que las empresas no tienen control sobre dicho componente; simplemente transfiere a sus usuarios vía tarifa estos valores. Las variaciones en el componente dependen principalmente del estado de las plantas de generación y las condiciones del STN y el STR, por lo que la configuración del despacho de energía cambia regularmente.

Este componente para el año 2019 presentó variaciones importantes (Gráfica 8), aunque no en los niveles de 2018 donde llegó a estar incluso al nivel del componente que remunera la actividad de transmisión. El valor más alto de Restricciones se presentó en septiembre de 2019 con un valor 32,52 \$/kWh y el más bajo en el mes de diciembre con un valor de 0,98 \$/kWh; el valor promedio del componente fue de 17,87 \$/kWh. El incremento en las restricciones se debe a la disminución del precio de bolsa, ocasionando que las plantas térmicas que generaban en merito inicien a generar por seguridad, resultando en un mayor valor de las reconciliaciones positivas que se transfiere a la demanda.

En contraparte, los altos precios de bolsa implican que las plantas térmicas despachen energía estando en mérito por lo que no se recurre al mecanismo de reconciliaciones que son reconocidas a través del componente.

Gráfica 25. Componente de Restricciones 2019 - ENERGUAVIARE



Fuente: Publicación Tarifas ESP

4.4.2. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

Para el año 2019, la participación de cada uno de los componentes en el CU de Energuaviare fue el siguiente:

$$CUv_{n,m,i,j} = G_{m,i,j} + T_m + D_{n,m} + Cv_{m,i,j} + PR_{n,m,i,j} + R_{m,i}$$

↓
↓
↓
↓
↓
↓

2019
37%
6%
27%
20%
7%
3%

Puede observarse que la Generación y la Distribución representan el 64% del Costo Unitario de Prestación del Servicio, y por el análisis realizado a estos dos componentes, es más de esperarse una variación en la Generación por la entrada de nuevos contratos bilaterales y adquisición de energía en bolsa que pueden cambiar las condiciones de precio principalmente por razones climáticas.

Para el periodo de análisis, el valor más alto de CU fue de 583,11 \$/kWh en el mes de octubre de 2019 y el menor fue de 518,07 \$/kWh para febrero de 2019.

Gráfica 26. Costo Unitario de Prestación del Servicio 2019



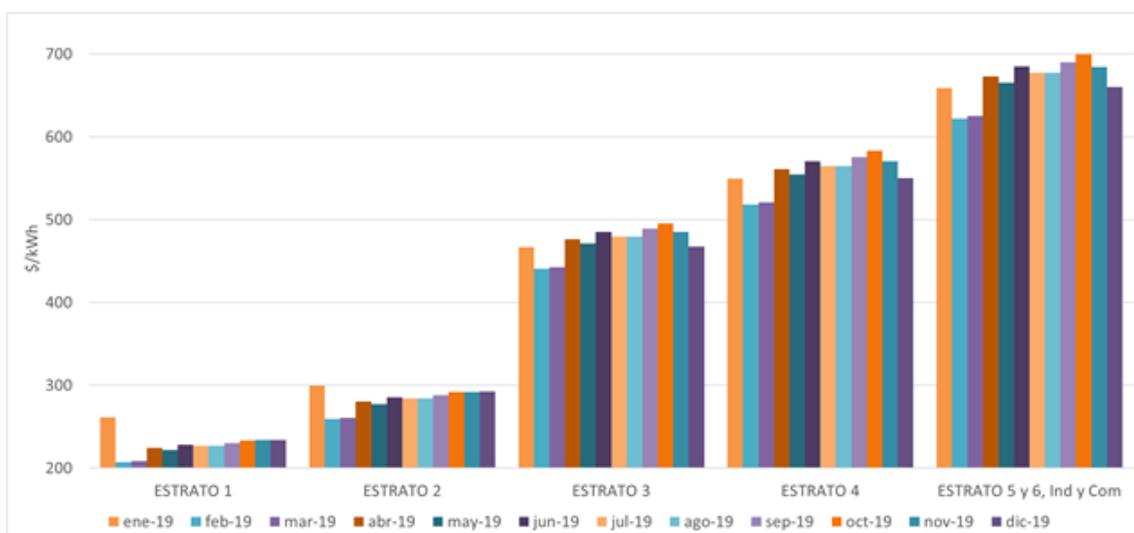
Fuente: Publicación Tarifas ESP

4.4.3. Tarifas de Energía Eléctrica

Es el valor resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente. En el caso de los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio, ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio.

Para el caso de Energuaviare que no aplica opción tarifaria, el CU es la tarifa de estrato 4, por lo que la curva es igual a la obtenida para el Costo Unitario de Prestación del Servicio. En la Gráfica 10 se observan las tarifas por estrato aplicadas por la empresa a sus usuarios durante el año 2019 y que corresponde a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red; lo anterior debido a que la mayoría de los usuarios se encuentran conectados con esta característica. La aplicación del subsidio en los estratos 1 y 2 (CREG 186 de 2010) permite mantener un valor uniforme en la tarifa a diferencia de la variación que se identifica para el estrato 3 que si se encuentra sujeta al CU.

Gráfica 27. Tarifas de energía eléctrica 2019



Fuente: Publicación Tarifas ESP

Tabla 33. Tarifas de energía eléctrica 2019

PERIODO	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
ene-19	261,10	299,15	466,91	549,31	659,17
feb-19	207,23	259,03	440,36	518,07	621,68
mar-19	208,36	260,45	442,77	520,90	625,08
abr-19	224,24	280,30	476,51	560,60	672,73
may-19	221,82	277,28	471,37	554,55	665,46
jun-19	228,24	285,30	485,01	570,60	684,72
jul-19	227,16	283,96	479,74	564,39	677,27
ago-19	227,16	283,96	479,74	564,39	677,27
sep-19	230,10	287,63	488,97	575,26	690,31
oct-19	233,24	291,55	495,64	583,11	699,73
nov-19	233,63	292,03	484,93	570,51	684,61
dic-19	233,87	292,34	467,51	550,01	660,01

Fuente: Publicación Tarifas ESP

4.5. Estadísticas de PQR para el periodo 2018 y 2019 por causal de reclamación en SIN

De acuerdo con la información reportada al SUI, para el 2018, como se observa en la tabla No. 34, durante el 2018 y 2019, la empresa registró para el 2018 una cantidad de 762 PQR presentados por los usuarios, y para el 2019 registró 591 PQR, esto evidencia una disminución del 22,44% con relación al 2018.

El mayor volumen de reclamaciones para el 2018 se presentó en las causales, falla en la prestación del servicio por continuidad con el 18,64%, inconformidad con el consumo o producción facturado con el 16,54% y datos generales incorrectos con el 7,09%.

Para el 2019, las causales no cambiaron y en su orden son: falla en la prestación del servicio por continuidad con el 21,15%, inconformidad con el consumo o producción facturado con el 20,47% y datos generales incorrectos con el 11,17%.

Tabla 34. Estadísticas de PQR 2018 y 2019 por causal de reclamación

CAUSAL DE RECLAMACIÓN	2018		2019		% VARIACIÓN PQR 2018-2019
	PQR	PARTICIPACIÓN	PQR	PARTICIPACIÓN	
Afectación Ambiental	9	1,18	0	0,00	-100,00
Cambio de medidor o equipo de medida	33	4,33	0	0,00	-100,00
Clase de uso incorrecto	32	4,20	23	3,89	-28,13
Cobro de cargos relacionados con el servicio público	37	4,88	16	2,71	-56,76
Cobro de consumo registrado por medidor de otro predio	1	0,13	4	0,88	300,00
Cobro de otros bienes o servicios en la factura.	10	1,31	4	0,88	-60,00
Cobro por consumos dejados de facturar o recuperación de energía	4	0,52	0	0,00	-100,00
Cobro por reconexión no autorizada	1	0,13	0	0,00	-100,00
Cobro por servicios no prestados	6	0,79	3	0,51	-50,00
Cobros de Medidor	15	1,97	46	7,61	200,00
Cobros Desconocidos	4	0,52	0	0,00	-100,00
Cobros Inoportunos	36	4,72	12	2,03	-66,67
Cobros por conexión, reconexión, reinstalación	4	0,52	3	0,51	-25,00
Cobros por promedio	2	0,26	0	0,00	-100,00
Daño a electrodomésticos	7	0,92	0	0,00	-100,00
Datos generales incorrectos	54	7,09	66	11,17	22,22
Descuento por Predio desocupado	2	0,26	0	0,00	-100,00
Entrega inoportuna o no entrega de la factura	4	0,52	2	0,34	-50,00
Estado de las Infraestructura	17	2,23	7	1,18	-58,82
Estrato incorrecto	14	1,84	20	3,38	42,86
Falla en la prestación del servicio por calidad	78	10,24	44	7,45	-43,59
Falla en la prestación del servicio por continuidad	142	18,64	121	20,47	-14,79
Fallas en la conexión del servicio	15	1,97	29	4,91	93,33
Inconformidad con el Aforo	1	0,13	5	0,85	400,00
Inconformidad con el consumo o producción facturado	126	16,54	125	21,15	-0,79
Inconformidad en la atención de condiciones de seguridad o riesgo	0	0,00	5	0,85	0,00
Inconformidad por desviación significativa	2	0,26	4	0,88	100,00
Lectura Incorrecta	31	4,07	0	0,00	-100,00
No conexión del servicio	2	0,26	4	0,88	100,00
Pagos in abono a cuenta	0	0,00	2	0,34	0,00
Quejas Administrativas	6	0,79	0	0,00	-100,00
Solicitud de rompimiento de Solidaridad	0	0,00	1	0,17	0,00
Subsidios y contribuciones	4	0,52	3	0,51	-25,00
Suspensión o corte del servicio	15	1,97	8	1,35	-46,67
Suspensión por mutuo acuerdo	15	1,97	5	0,85	-66,67
Terminación del contrato	33	4,33	30	5,08	-9,09
TOTAL GENERAL	762	100	591	100	-22,44

Fuente Sui 09/09/2020

4.6. Reporte De Información Operativa De Energía Eléctrica

4.6.1. Generalidades

En el marco del periodo de emergencia sanitaria, económica, social y ecológica declaradas por el Gobierno Nacional mediante el Decreto 417 de 2020, La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios requirió a los comercializadores de energía eléctrica mediante Resolución SSPD 20201000009825 del 26 de marzo del 2020 modificada por la Resolución SSPD 20201000010215 del 03 de abril del 2020, para que entre otras cosas, procedieran con el reporte diario de la información correspondiente al operativo de energía eléctrica.

Dentro de la información requerida por la resolución, se solicitaron las siguientes variables que se encuentran especificadas en el instructivo de cargue anexo a la resolución:

Tabla 35. Variables Información Diaria Operativa de Energía

A	B	C	D	E	F	G	H	I	J
---	---	---	---	---	---	---	---	---	---

ID comercializador
Estrato/sector
Nro. suscriptores
Valor energía en mora (\$)
Suscriptores en mora sin el servicio suspendido
Suscriptores en mora con el servicio suspendido
Reconexiones de suscriptores en mora
Valor en pesos de las reconexiones
Reconexiones programadas y no realizadas por orden público
Reconexiones programadas y no realizadas por otras causas

Fuente: elaboración propia DTGE

En línea con lo anterior y de acuerdo con la información reportada por los prestadores durante el periodo de emergencia, se determinó por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Energía Eléctrica, que era necesario evaluar la variación del valor de mora de energía eléctrica, como también la evolución de los usuarios que presentaron mora en el pago de la factura del servicio.

4.6.2. Estado de Cargue Empresa

De acuerdo con lo indicado en el Artículo 2 de la Resolución SSPD 20201000009825 modificado por el Artículo 1 de la Resolución SSPD 20201000010215 del 03 de abril del 2020, era responsabilidad de Energuaviare proceder con el reporte de información operativa de manera diaria.

Por lo anterior a continuación, se detalla cómo ha sido la oportunidad de reporte de la información por parte de la empresa:

Gráfica 28. No. de reportes operativos realizados por la empresa ENERGUAVIARE SA ESP cada mes



Fuente: elaboración propia ESP

De la Grafica No 28, se evidencia que, desde el mes de abril hasta el mes de septiembre, la empresa Energuaviare ha tenido un porcentaje de cargue en promedio del 96%, lo cual le ha permitido a la SSPD identificar la situación de la empresa durante el período de emergencia, considerando las variaciones del valor de la energía en mora y el total de suscriptores en mora.

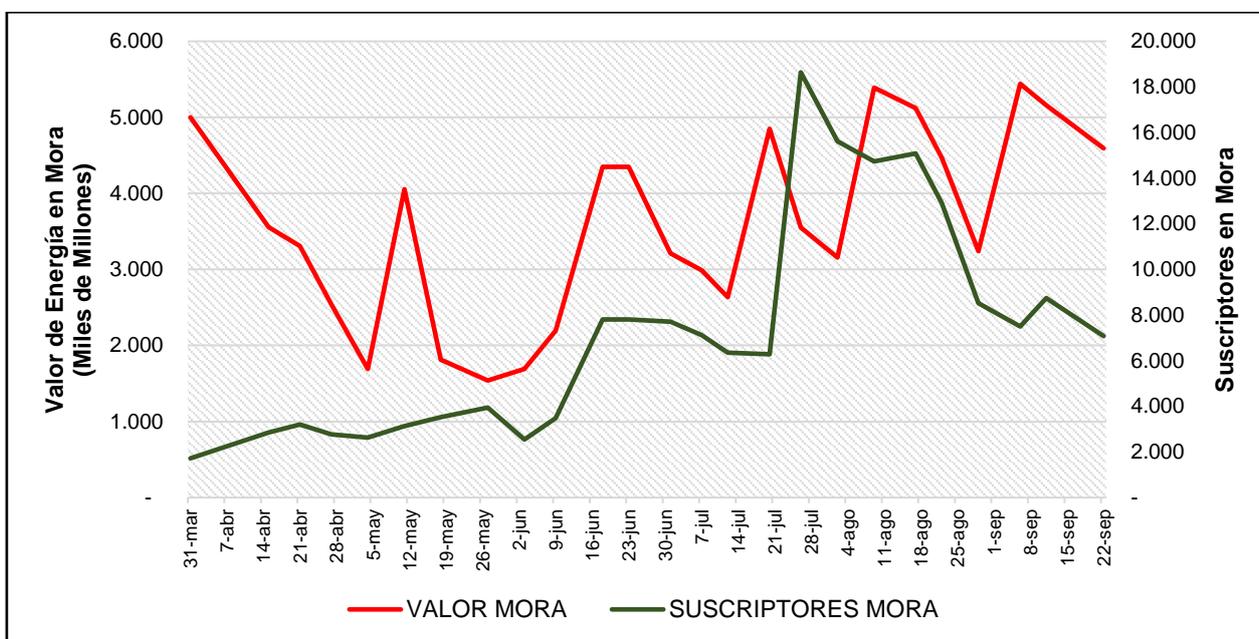
4.6.3. Evolución de la información de la empresa

De acuerdo con el histórico de la información aportada por la empresa, se ha evidenciado que el valor de mora no ha presentado una tendencia de crecimiento durante el período de reporte de información realizado por la empresa, dado a que de manera mensual se ha observado como en algunos períodos este valor ha disminuido con respecto al valor base que reportó la empresa con corte al 31 de marzo del 2020.

En línea con lo anterior y de acuerdo con la última revisión de información con corte al 22 de septiembre del 2020, se observó una disminución del valor de mora del 8,16% con respecto al valor que registró el 31 de marzo del 2020², esta disminución corresponde a \$4.590.714.121 y representa un posible incremento en la facturación por consumo promedio del 15,85%.

A su vez, se evidenció que este valor de mora que presenta la empresa está representado en su mayoría por el valor de mora del sector oficial, el cual tiene el 30% del valor de mora total, seguido por el valor de mora en el estrato 1 el cual es del 23%

Gráfica 29 - Variación del valor de mora y suscriptores en mora de la empresa ENERGUAVIARE



Fuente: elaboración propia ESP

² Fecha en la cual se solicitó la información base de la que trata la Resolución 20201000009825

Con respecto a los usuarios en mora reportados por la empresa, se evidenció que el 33,8% de los usuarios totales de la empresa, presentan mora con respecto al pago de la facturación del servicio. Esto se observa mayormente en los usuarios de estrato 1, dado a que en este estrato se encuentre el 55,5% de los usuarios en mora total, seguido de los usuarios en estrato 2 con un 25,6%

4.7. Aspectos Comerciales Zonas No Interconectadas – ZNI

El presente informe incorpora el análisis de los años 2018 y 2019, teniendo en cuenta que por razones de la pandemia COVID-19 no se pudo realizar presencialmente la visita y se aclara que los resultados obtenidos en esta Evaluación Integral se basan en la información requerida con radicado No. SSPD 20202210009251 de 14/09/2020, realizada por el Grupo Zonas no Interconectadas de la Dirección Técnica de Gestión de Energía, la información reportada al Sistema Único de Información – SUI (2018-2019) y la reunión de visita virtual realizada el 11 de septiembre de 2020 en horas de la tarde.

Ahora bien, se realizó la búsqueda el 24/09/2020 en el Sistema de Gestión Documental ORFEO y no se encontró respuesta al requerimiento de Evaluación integral, con radicado No. SSPD 20202210009251 de 14/09/2020, teniendo en cuenta que el prestador a la fecha no ha remitido la información, asimismo no ha reportado al Sistema único de información SUI los formatos del tópico comercial ZNI. Se aclara que el 09/09/2020 y el 24/09/2020 se realizó consulta de la información reportada al SUI (Fuente: Sui 09/09/2020 http://reportes.sui.gov.co/fabricaReportes/frameSet.jsp?idreporte=sui_adm_028), por Energúaviare, para las vigencias en estudio y se pudo constatar que la empresa no ha reportado información por lo consecuente no es posible cotejar la información y esto no le permitió a esta Superintendencia realizar las labores de inspección y vigilancia en los siguientes aspectos:

4.7.1. TARIFAS Y CUPS

- La tarifa de referencia del Sistema Interconectado Nacional -SIN- aplicado a los usuarios de las localidades atendidas por el prestador, de conformidad con lo previsto en la Resolución del Ministerio de Minas y Energía No. 180660 de 2009.
- Un archivo Excel con los cálculos realizados por la empresa para obtener los costos de prestación del servicio correspondientes al período mencionado, incluyendo copia de las facturas expedidas de combustible y lubricantes, las fuentes de información y los soportes necesarios.
- Certificación de la propiedad de los activos de generación y distribución y el porcentaje de propiedad sobre cada uno de ellos, para la cabecera y las localidades.
- Certificar en cada una de las localidades que porcentaje de suscriptores tiene medición y cuantos se realizan por aforo.

- Informar los porcentajes de suscriptores en cada uno de los niveles de tensión (I y II).
- Otros Aspectos Comerciales.
- Descripción general del área, organización, personal por labor, horarios, instalaciones.
- Sistema de Información Comercial – SIC.
- Descripción general del software utilizado, enlace con sistemas financieros y técnicos.
- Contrato de Condiciones Uniformes – CCU.
- Informe en documento Word respecto del CCU, la fecha de firma, última actualización, concepto de legalidad de la CRA, evidencia de la divulgación, disponibilidad de copias para los suscriptores, fijación en la cartelera del área de atención de usuarios y otros medios de divulgación.
- Concepto de legalidad.
- Allegar imagen del concepto de legalidad, si fue emitido por la CREG sobre CCU vigente.
- Suscriptores.
- Informe en Word la descripción general y comentarios pertinentes.

4.7.2. Suscriptores clasificados por estrato y uso

- Suscriptores consolidados por localidad y municipio.
- Catastro de suscriptores.
- Micromedición
- Facturación y recaudo.
- Ciclos de facturación .
- Proceso de facturación.
- Facturas.
- Proceso de recaudo.
- Consumo en KWh.

- Cartera.
- Estratificación aplicada.
- Subsidios y contribuciones

4.7.3. Peticiones, Quejas, Reclamos y Recursos ZNI

Se precisa que los formatos de PQR es uno solo tanto para ZNI y SIN, por lo tanto y teniendo en cuenta que la empresa no ha reportado información al SUI para ZNI, se realizó el análisis de la información registrada de las PQR que corresponde al Sistema Interconectado Nacional SIN según lo observado en la tabla 34 de esta evaluación.

5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto 2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF presenta diferencias con los anteriores principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia - PCGA, en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; los indicadores financieros de origen regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2019, a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, pone a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año 2019.

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2019 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes.

Tabla 36. Indicadores de Gestión - Referentes 2019 CREG

Indicadores de Gestión - Referentes 2019 CREG			
INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2017	Referente 2019 CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	5,00%	32,84%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	SC	21,01	No Aplica
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	125,64	46,35	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	56,98	20,59	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,47	1,93	No cumple
Indicadores de Gestión - Referentes 2019 NIF			
INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2017	Referente 2017 NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	5,00%	32,84%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	SC	17,56	No Aplica
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	125,64	59,21	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	56,98	20,59	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,47	1,80	No cumple

Fuente: SUI. Cálculo: DTGE

Con relación a los resultados para el prestador Energuaviare, se evidencia que la compañía no cumple con 4 de los 5 referentes establecidos por la comisión en la Resolución 034 de 2004, tanto en la medición efectuada taxativamente con la resolución como en la nueva medición bajo el nuevo marco normativo que la SSPD considera más adecuada, el indicador de cobertura de intereses no puede ser valorado por cuanto para la vigencia 2019 no se muestra erogaciones por costos financieros.

5.1. TÓPICO AEGR

Con el fin de analizar el informe realizado por la empresa de Auditoría Externa de Gestión y Resultados - AEGR, D&S CONSULTORES Y AUDITORES SAS ZOMAC., para la vigencia 2019, respecto a la situación de Energuaviare, a continuación, se presentan algunas conclusiones, que se consideran las más relevantes.

En concordancia con el Decreto 0302 del 20 de febrero de 2015, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, realizó la revisión del cumplimiento de la normatividad en mención, verificando la obligatoriedad por parte del Prestador de Servicios Públicos Domiciliarios Energuaviare, de cumplir con el nuevo marco normativo. Por lo anterior, se constata la información de clasificación del PSPD, respecto al Grupo NIF que le compete. Teniendo en cuenta lo evidenciado en el tópico de NIIF, en el formulario de información general, reportado por la compañía, a esta le aplica lo estipulado en la Resolución 414 de 2014, que es imputable a las empresas que se encuentran bajo el ámbito del Régimen de Contabilidad Pública, normatividad expedida por la Contaduría General de la Nación y no estarían obligadas a aplicar el Decreto 0302, puesto que al pertenecer al grupo 414 seguirá aplicando el marco normativo anterior (NAGAS) y será voluntaria la aplicación de las NAI.

De esta forma y en cumplimiento del art 51 de la ley 142/94, respecto a la presentación anual del informe de AEGR, la Resolución SSPD No. 20201000010485 del 07 de abril del 2020 “Por la cual se establece un plazo para la presentación del informe de Auditoría Externa de Gestión y Resultados - AEGR a 31 de diciembre de 2019”, y la aplicación de

la Resolución SSPD No. 20061300012295 de 2006 y sus modificatorias; se concluye lo siguiente:

Se verifica que el AEGR que efectuó y certificó el cargue del Informe en el SUI, es el registrado en RUPS por parte de la ESP, D&S CONSULTORES Y AUDITORES SAS ZOMAC, con contrato vigente desde el 23/12/2019 hasta el 23/12/2020 y que teniendo en cuenta los lineamientos de la normatividad asociada, presenta los 14 informes que a continuación se visualizan:

Tabla 37. Cargue Aspectos generales de las empresas

Año	Periodicidad	Formato	Aplicación	Estado	Fecha de Certificación
2019	ANUAL	01. Datos Básicos Evaluación Sistema de Control Interno	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-21
2019	ANUAL	02. Encuesta Evaluación Sistema de Control Interno	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-21
2019	ANUAL	07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-21
2019	ANUAL	12. Concepto Gral Evaluación y Resultados	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-21
2019	ANUAL	17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-21
2019	ANUAL	19. Concepto AEGR del indicador y referente de la evaluación de gestión	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-21
2019	ANUAL	20. Concepto del AEGR sobre el indicador de nivel de riesgo	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-21
2019	ANUAL	21. Indicadores de Nivel de Riesgo	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-21
2019	ANUAL	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE PUNTOS ESPECÍFICOS PDF ENERGIA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-08-21
2019	ANUAL	CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGIA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-08-21
2019	ANUAL	MATRIZ DE RIESGO ENERGIA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-08-21
2019	ANUAL	NOVEDADES PDF ENERGIA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-08-21
2019	ANUAL	ORGANIGRAMA PDF ENERGIA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-08-21
2019	ANUAL	VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-08-21

Fuente: SUI

5.1.2. NOVEDADES Y ARQUITECTURA ORGANIZACIONAL:

El AEGR informa, que ENERGUAVIARE S.A. E.S.P., es una empresa constituida bajo la forma de sociedad por acciones cuyo objeto es la comercialización y distribución de energía eléctrica, y que, durante el año 2019, no presentó cambios en su naturaleza jurídica.

Energuaviare, durante el año 2019, que mediante acta de asamblea de accionistas realizó reforma a los estatutos modificando el periodo de los miembros de la Junta Directiva.

En cuanto a su estructura de personal indica que al terminar el ejercicio correspondiente al año 2019, cuenta con 114 empleados, distribuidos en 105 contratos a término indefinido, 9 aprendices SENA.

5.1.3. Análisis Y Evaluación De Puntos Específicos:

Según las aseveraciones del AEGR:

“El resultado de las actividades de operación por el año 2018 – 2019 de La Empresa ENERGUAVIARE S.A. E.S.P., muestra que la compañía continua presentando indicadores de alerta temprana como la liquidez y el rendimiento concentrada en un EBITDA negativo como lo explicado anteriormente, la empresa califica como negocio en marcha y es sostenible en el largo plazo, siempre y cuando se evalúen las recomendaciones emitidas por esta

auditoría externa además de las alertas que pueda implementar la administración. Las cifras contenidas en los estados financieros para los periodos 2018 – 2019, y suministradas por ENERGUAVIARE SA ESP, evidencian riesgos significativos que comprometen la viabilidad financiera de la Empresa, y la prestación de los servicios en la región.”

Por otro lado, el AEGR informa que:

“(…) Esta AEGR recomienda realizar una depuración de saldos de cartera entre: a) presupuesto, b) contabilidad y c) programa automático de cartera con el fin de establecer las diferencias conciliatorias y realizar los ajustes a que haya lugar. Es de advertir que la Revisoría Fiscal al igual hace mención en su dictamen sobre este aspecto

Una vez se liquiden los contratos y establezcan los valores de las obras ejecutadas, la contabilidad debe registrar en la propiedad, planta y equipo los proyectos ejecutados por los contratistas, de conformidad con lo estipulado en el manual de políticas contables correspondiente. (...)”

Dentro de las conclusiones el AEGR indique que, el estado de situación financiera presenta una disminución leve respecto de los últimos cuatro años, mientras que el total de activos presenta una contracción del 4.75%.

“Al parecer dicha disminución obedece a que los estados financieros de la empresa no demuestran que los gastos de inversión y convenios registrados en el presupuesto no se reflejan en los elementos del estado financiero, tales como maquinaria y equipo, plantas, ductos y túneles o redes, líneas y cables, así, los recursos recibidos en calidad de subvención de la gobernación del Guaviare, y que se han aplicado al objeto específico establecido no se observan en los rubros antes descritos del estado de situación financiera, cosa que si se presenta en el presupuesto de gastos, lo que deja entrever que la entidad, se presume, no registra los activos terminados procedentes de recursos transferidos o por la nación mediante el sistema General de Regalías o por el ente territorial y que se registran en el presupuesto general de la entidad.”

En consecuencia, los activos representados en la propiedad, planta y equipo no experimentan incrementos potenciales y que se vislumbran en el presupuesto de la entidad con recursos que se destinan para la adquisición y puesta en marcha de activos como las celdas fotovoltaicas, la extensión de las redes de energía y otros activos que al parecer no son registrados en la contabilidad una vez se hallan liquidado los contratos y entregadas las obras o activos por los respectivos contratistas.

Así las cosas y de conformidad con lo expuesto en párrafos anteriores se tiene que el valor presunto dejado de registrar en el estado de situación financiera asciende a la suma de \$39.164 millones por las vigencias 2018 y 2019, tanto por los conceptos de presupuesto ZNI y convenios respectivamente.”

De otra parte, el AEGR en su análisis del comportamiento de los ingresos por la venta de servicios, del ESTADO DE RESULTADOS INTEGRAL INDIVIDUAL – COMPARATIVO POR EL PERIODO 2018 – 2019 expresa que: *“ la entidad optó por contabilizar como ingresos, la transferencia de recursos del Sistema General de Regalías, sin embargo y considerando que este recurso se registra como una cuenta del activo y no representa un ingreso efectivo recibido por la entidad, la utilidad de ENERGUAVIARE S.A. se ve reducida en \$9.634 millones, arrojando una pérdida de \$2.601 millones; lo que vale decir que producto de la transferencia, puede la entidad presentar la utilidad que arroja el estado de resultados”, dado lo anterior, entonces la pérdida se viene presentando desde el año anterior, afectando entonces el resultado de las operaciones de la empresa.”*

Así mismo dentro de las conclusiones a los Estados Financieros dice:

- 1- El incremento anual de los costos no guarda relación proporcional al incremento de los ingresos operacionales, tendencia que a futuro podría acarrear problemas de liquidez y solvencia.
- 2- Las políticas contables, establecen los parámetros a seguir en el registro de las operaciones, en este sentido llama la atención para la AEGR la contabilización de las inversiones como “inversiones al valor razonable que no se tengan con la intención de negociar”
- 3- Realizar un análisis pormenorizado del efecto que tiene la compra de energía frente al costo total de los servicios prestados toda vez que equivale al 60% del total del ingreso.

5.1.4. ENCUESTRA DE CONTROL INTERNO:

El AEGR, concluye que Energuaviare, “se puede decir que bajo en enfoque del cuestionario de control establecido por la Superintendencia de Servicios Públicos, demuestra la mejora continua en el pensamiento y administración de riesgos organizacionales.”

5.1.5. VIABILIDAD FINANCIERA:

El AEGR, aclara que:

“La AEGR pudo establecer del análisis de la situación actual sin tener en cuenta las proyecciones financieras; que para el año auditado 2019 la empresa cumplió con la prestación del servicio, terminó con un patrimonio positivo del orden de \$100.678 millones y un déficit de \$2.468 millones; en cuanto a los ingresos, los operacionales equivalen al 96% del total de los ingresos generados por la empresa constituidos principalmente por la venta de bienes y servicios, con crecimiento anual del 2.7%. Por lo anterior consideramos que en el corto plazo la empresa se ve comprometida su viabilidad financiera.”

A 31 de diciembre de 2019 según lo informado por D&S, la compañía no se encuentra en causal de disolución.

5.1.6. CONTRATO AEGR

Respecto a la información reportada en el RUPS, actualizado el 18/03/2020, el contrato firmado con la firma D&S CONSULTORES Y AUDITORES SAS ZOMAC, se encuentra vigente desde 23/12/2019 al 23/12/2020.

Se solicitó a la empresa copia del contrato de prestación de servicios firmado con la firma auditora.

Energuaviare, remite contrato No. 241 de 2019, cuyo contratista es la empresa ECOINNOVA EMPRESARIAL SAS y no la firma D&S CONSULTORES Y AUDITORES SAS ZOMAC, por lo cual se solicitó a la empresa aclaración al

respecto, quedando el compromiso por parte de la empresa de remitir copia de la sesión del contrato de Auditoría Externa.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

6.1. Información de Inscripción

La empresa Energuaviare realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 200693076106416 del 8 de septiembre del 2006 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 30 de agosto de 2001
- Fecha de inicio de operaciones: 10 de septiembre de 2001
- NIT: 822004680 - 9
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica – SIN y ZNI
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 38. Registro actividades RUPS

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha final
Energía – SIN	Distribución	24/07/2002	
	Comercialización	24/07/2002	
Energía – ZNI	Comercialización	10/09/2001	
	Generación	10/09/2001	
	Distribución	10/09/2001	

Fuente: Registro Único de Prestadores - RUPS

Conforme a lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018, el prestador ha venido certificando año a año las correspondientes actualizaciones del Registro Único de Prestadores – RUPS.

6.2. Cargue de información

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 248 reportes en estado certificado. El porcentaje de cargue del prestador es el siguiente:

Tabla 39. Porcentaje de cargue

ID	EMPRESA	AÑO	Certificado	Pendiente	Porcentaje de cargue (%)
3076	EMPRESA DE ENERGIA ELECTRICA DEL DEPARTAMENTO DEL GUAVIARE SA ESP	2019	248	58	81

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 25/08/2020.

6.3. Calidad de información

Evaluando la oportunidad del cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2019 se pudo constatar que Energuaviare presentó el 97% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes.

Tabla 40. Oportunidad en el cargue

CARGUES		
	FUERA DE TERMINO	CON OPORTUNIDAD
Cantidad Nº	8	298
Porcentaje %	3%	97%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 25/08/2020.

7. ACCIONES DE LA SSPD

La empresa Energuaviare acordó programa de gestión con la Superservicios el cual finalizó el 31 de enero de 2019, razón por la cual a través del radicado 20192200133852 del 6 de marzo la Dirección Técnica de Gestión Energía remitió informe final de seguimiento.

A través del radicado 20192200314171 del 13 de mayo de 2019, la ESP requirió información sobre los eventos y el procedimiento de Cálculo de la energía no suministrada el Sistema de Transmisión Regional STR como se solicita en la resolución 097 de 2008.

Para el período evaluado la empresa cuenta con una solicitud de investigación bajo el expediente 2017240350600009E.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. Aspectos financieros y administrativos

- Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, la Prestadora evidencia un nivel de riesgo financiero medio alto para 2019, aumentando el riesgo obtenido en el 2018 donde se posicionaba en riesgo medio bajo
- La propiedad planta y equipo es el rubro más representativo del activo, posicionándose en \$ 93.755 millones incluida la depreciación.
- Como consecuencia de la no división en la vigencia 2018 de actividades vigiladas de no vigiladas algunos rubros no permiten efectuar una comparación real de la situación financiera del servicio de energía eléctrica

- El patrimonio del año 2019 tuvo un decrecimiento de incremento del 2.39% con respecto a la vigencia anterior, incremento influenciado por el resultado del ejercicio, el cual generó una pérdida de \$2.468 millones.
- El 81% de los ingresos pertenece a de la actividad de comercialización, dejando a la actividad de distribución con el 19%, la prestación de servicios en las Zonas no interconectadas no tiene generación de ingresos
- Los costos más relevantes corresponden a las compras de energía, seguidos por los beneficios a empleados y depreciaciones.
- La empresa usa recursos provenientes de las actividades del Sistema Interconectado para prestar servicios en las zonas no interconectadas (ZNI).
- Las pérdidas del ejercicio están concentradas en la actividad de distribución y en las erogaciones utilizadas para la prestación de la ZNI, consumiendo las utilidades presentadas en la actividad de comercialización.
- En el periodo de emergencia económica ocasionado por la pandemia covid 19 Energuaviare presenta dificultades en sus flujos de efectivo como resultado de la disminución del recaudo de facturación y la imposibilidad de solicitar créditos en la banca nacional, estas dificultades se vieron reflejadas en los análisis de riesgo efectuados por la Dirección técnica, revelando 14 días en riesgo de los 26 evaluados a 14 de septiembre del presente año.
- El AEGR D&S, con contrato vigente desde el 23/12/2019 hasta el 23/12/2020 efectuó en cargue y certificación del informe de auditoría externa según la normatividad asociada.
- Las diferencias entre los saldos arrojados por el sistema de cartera y la contabilidad, debe realizar una conciliación en lo posible mensualmente y ajustar los valores contables o del sistema de cartera.
- La propiedad, planta y equipo posiblemente no se registran de acuerdo con los proyectos generados y registrados en el presupuesto general de los municipios aledaños y de la misma capital San José del Guaviare.

8.2. Aspectos técnicos y operativos

- Se recomienda ajustar la programación del mantenimiento en el SDL, ya que se evidencia altos porcentajes de ejecución en la gran mayoría de las actividades, lo que significa que se están incluyendo actividades programadas y no programadas (Correctivas) en el indicador, es importante estructurar el mantenimiento y tener en cuenta el conocimiento adquirido en la operación de la infraestructura de distribución.
- Se recomienda hacer seguimiento a la comunicación enviada a la UPME, donde presentaron el estudio de alternativas para mitigar el riesgo de fallas en el

suministro de energía como primer paso para la solicitud de ingreso al listado de Zonas Excluidas de Compensación por Energía No Suministrada, dado el impacto en compensaciones por ENS al no tener incluida la Línea Granada – San José 115 kV con una condición de radialidad evidente.

- Energuaviare no ha cumplido con los requisitos exigidos para iniciar la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones establecidos en la Resolución CREG 097 de 2008 y a su vez no ha cumplido los requisitos para la medición de interrupciones, establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018, por lo tanto, Energuaviare continúa reportando al SUI la calidad de servicio que prestan a sus suscriptores usando los indicadores DES y FES, los cuales se encuentran derogados. Así las cosas, los prestadores que actualmente no se encuentran adelantado el proceso de implementación de los requisitos establecidos en la Resolución CREG 015 de 2018, podrían ser sujetos de acciones de vigilancia y control por un presunto incumplimiento regulatorio.
- Se recomienda realizar una gestión y programación adecuadas de las inversiones con el fin de cumplir y certificar los requisitos del esquema de calidad del servicio descrito en la Resolución CREG 015 de 2018 en el menor tiempo posible, ya que el cronograma informado da cuenta de diciembre de 2023 como fecha de cumplimiento, es importante tener en cuenta que según lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, Energuaviare va a tener un incentivo negativo que afectará sus cargos por uso.
- En relación con la calidad del servicio que percibieron los suscriptores de Energuaviare, el indicador DES (derogado) presento un deterioro significativo entre el 2018 y 2019 en los 10 circuitos reportados al SUI.
- Respecto al Indicador FES (Derogado) viene presentando una mejora significativa desde el año 2017, sin embargo, para el 2019 con el deterioro del indicador DES significa que los suscriptores percibieron menos interrupciones, pero las duraciones de estas fueron más prolongadas.
- Se recomienda hacer una revisión al registro de los puntos de medida y el NO reporte de la información de calidad de la potencia a la CREG.
- El prestador se encuentra diseñando la política de gestión del riesgo de acuerdo a los lineamientos establecidos en el MIPG. Esta política de gestión integral de riesgos da cubrimiento a los procesos de: Seguridad y Salud en el Trabajo, Ambiental y Riesgo de Desastres.
- De acuerdo a lo presentado por el prestador se observa que el compromiso está asociado a la política de calidad, requerimiento del MECI 2014, la política anticorrupción, la política de Seguridad y Salud en el Trabajo y la política ambiental; esta se compromete a evaluar e intervenir aquellos riesgos tanto internos como externos, que puedan afectar de manera negativa el logro de los objetivos institucionales y la seguridad de los trabajadores, a través de métodos de identificación, análisis, valoración, definición de alternativas de eliminación y/o minimización de los riesgos, brindando los recursos necesarios para mitigarlos con el fin de cumplir los objetivos institucionales dentro de una gestión transparente y libre de corrupción.

- El prestador manifiesta que la política de administración de riesgo es aplicable a todos los procesos, programas y proyectos en la empresa y así mismo a las acciones ejecutadas por cada trabajador en la empresa.
- Dentro de los documentos aportados, así como lo conversado en la reunión del 11 de septiembre de 2020 se observó que actualmente no cuentan con una política de gestión integral del riesgo, se sugirió realizar los ajustes correspondientes con el fin de dar cumplimiento al Decreto 2157 de 2017.
- El prestador aportó un grupo de trece documentos, compuestos por 5 PDF y 1 Excel, entre ellos está el “*Plan de Gestión del Riesgo de Desastres Código: E-GDE-OT-01 Versión: 1.0 Fecha 27/08/2020*” de los cuales se observa interacción entre ellos (son mencionados en el PGRDEPP y hacen referencia entre ellos) de tan solo tres, por lo cual se sugirió realizar los correspondientes ajustes para que temas como las matrices aportadas se vean reflejadas en los documentos como el PGRDEPP.
- Al realizar la verificación a través de la reunión - visita virtual se evidenció que el prestador ha venido adelantando actividades de reducción del riesgo como los estudios que se tienen en cuenta para temas de ampliación y nuevos proyectos que no han plasmado en el PGRDEPP, por lo cual se sugiere realizar los correspondientes ajustes ingresando esta información para dar cumplimiento al Decreto 2157 de 2017.
- Es importante que dentro de los documentos correspondiente al el Plan de Gestión de Riesgo de Desastres de Entidades Públicas y Privadas PGRDEPP se incluya la identificación del contexto interno y externo, de todas las instalaciones - infraestructura con las que cuente, debido a que los documentos actuales solo aplica a la distribución dentro de los municipios del departamento del Guaviare y teniendo en cuenta que el área de prestación del servicio se extiende a los municipios de San José del Guaviare, Retorno, Calamar (Guaviare), y el municipio de Puerto Concordia en el Meta y adicionalmente cuentan con Zonas No Interconectadas se sugiere realizar los ajustes pertinentes para que cubra a toda la infraestructura de la empresa; lo anterior con el fin de dar cumplimiento a lo establecido en el Decreto 2157 de 2017.
- Es importante realizar la correspondiente verificación y ajustes que permitan incluir el procedimiento de valoración del riesgo en el PGRDEPP con los mínimos requeridos con el fin de dar cumplimiento a los numerales 1.1.5 Criterios del Riesgo y el 1.2. Valoración del Riesgo mencionados del artículo 2.3.1.5.2.1.1. del Decreto 2157 de 2017.
- Teniendo en cuenta que los documentos aportados presuntamente no cumplen con la totalidad de los aspectos mínimos solicitados en el Decreto 2157 de 2017 se solicitó al prestador realizar la correspondiente verificación y ajustes respectivos con el objetivo de dar cumplimiento a lo solicitado en la normatividad legal vigente.
- El formato TT10 Plan de Gestión de Riesgo para la vigencia año 2020, a fecha de realización de la visita virtual no había sido reportado.

- Respecto a la prestación del servicio de energía en las Zonas no interconectadas del Departamento del Guaviare se recomienda realizar las siguiente:
 - Implementar sistemas el sistema de medición, monitoreo de la calidad y continuidad del servicio, según lo señalado en el artículo 26 de la Resolución CREG 091 de 2007, en caso de que la capacidad instalada total nominal sea superior a 100 kW o cumplir con lo establecido en los artículos 7 y 8 de la resolución MME 182138 de 2007:

(...) Artículo 7°. Medición de consumo en cabeceras municipales y comunidades de más de 100 usuarios subsidiables. El porcentaje de usuarios con equipos de medida de energía eléctrica sujetos de subsidio ubicados en las cabeceras municipales y comunidades de más de 100 usuarios subsidiables deberá alcanzar valores como mínimo del 65% en la vigencia 2008, del 85% en la vigencia 2009, y del 95% en la vigencia 2010.

(...) Artículo 8°. Medición del consumo en localidades de menos de 100 usuarios. Las comunidades con menos de 100 usuarios se deberán instalar equipos de medición de energía de salida de los grupos electrógenos, adicional al que traen instalado de fábrica.
 - Implementar políticas de mantenimiento de los grupos electrógenos enfocados en mantenimientos preventivos (cambio de filtro y aceite) y mantenimientos predictivos (los recomendados por el fabricante enfocados a las horas de operación), ya que el mantenimiento presentado por Energuaviare se basa en cambio de aceite y filtros y mantenimientos correctivos (reparaciones).

8.3. Aspectos comerciales

- A partir de los análisis de información tanto obtenida en la visita virtual, como de la remitida de manera posterior, se observa en términos generales el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el Código de Medida por parte de Energuaviare. La empresa opera según lo establecido en el régimen regulatorio de la prestación del servicio público de energía eléctrica y cuenta con un CGM con incorporación y desarrollo de alta tecnología, cobertura y capacidad.
- De acuerdo con las fallas reportadas en las fronteras, se sugiere mejorar el sistema de comunicaciones para minimizar inconvenientes con él no envió de lectura, sin embargo, cabe resaltar que la empresa ha venido trabajando en la implementación de mejoras tecnológicas para minimizar la repetición de estas situaciones.
- Al realizar la verificación a través de la reunión - visita virtual se evidencio que el prestador ha venido adelantando actividades de cambios en la medida para sus usuarios a fin de reducir en gran medida los inconvenientes presentados.
- Energuaviare manifiesta que no posee usuarios NO REGULADOS y que no tuvo usuarios fuera del mercado durante la vigencia, ya que todos sus usuarios son de mercado incumbente.

- Para el municipio de Guaviare, se presenta un componente de usuarios cuyas lecturas fueron determinadas por promedio, en su gran medida para el sector residencial 109 usuarios y comercial 20 usuarios; y la determinación de lecturas por diferencia de lecturas, se presenta un componente mayor en el sector residencial equivalente a 17.006 usuarios y comercial 1982 usuarios.
- En el municipio de Meta, se presentan lecturas por promedio de 3 usuarios residenciales, 1 comercial y 2 oficial, respecto a las lecturas reales que corresponden a 1.802 usuarios residenciales, 174 usuarios comerciales y 31 oficiales.
- La empresa Energuaviare, manifiesta no haber recibido PQRS por concepto de medición o desviaciones significativas para el año 2019.

Con respecto a los aspectos comerciales de ZNI:

- Una vez verificado en el Sistema Único de Información - SUI se pudo establecer que Energuaviare, viene incumpliendo en el registro de la información comercial (2018-2019) de los siguientes formatos:
 - Información Comercial para el Sector Residencial y No Residencial - C1.
 - C2. Registro Municipios con Estructura Tarifaria.
 - Información Tarifas Aplicadas C3_95001SAN JOSE DEL GUAVIARE.
 - C4 - Información Tarifas Máximas Calculadas Libre Competencia_95001SAN JOSE DEL GUAVIARE.
 - Reporte Uso de los Subsidios por Menores Tarifas - C5.
- El no reporte oportuno de la información al SUI, proveniente de los prestadores de servicios públicos domiciliarios, no permite el cumplimiento de las funciones de vigilancia, inspección y control por parte de esta Superintendencia.
- La empresa debe dar cumplimiento a lo establecido en la Resolución SSPD No. 20172000188755 del 02/10/2017. “Por la cual se unifica en un solo acto administrativo la normatividad expedida para el cargue de información al Sistema Único de Información – SUI aplicable a los prestadores ubicados en las Zonas no Interconectadas – ZNI”

Proyectó: Carlos Andrés Merlano Porras - Asesor DTGE
 Rocío Hernández Ortiz - profesional especializado DTGE
 Oscar Fabio Vélez Cano - Profesional DTGE
 Luis Fabian Sanabria Romero - Contratista DTGE
 Diego Borda Tovar – Contratista DTGE
 Tania Matabajoy Salas – Contratista DTGE
 Johanna Díaz Gantiva – Contratista DTGE
 Adriana Moreno Pineda - Profesional Especializado DTGE
 Jenny Alexandra Buitrago - Profesional Especializado DTGE
 Guillermo Sáenz Castro – Profesional Especializado DTGE

Revisó y Aprobó: Ángela María Sarmiento – Directora Técnica de Gestión de Energía

ANEXO 1

Tabla 41. CXC AL MINISTERIO DE MINAS A 31/12/2018

CONCEPTOS /TRIMESTRES	1	2	3	4	TOTAL
SUBSIDIOS	1,426,061,220	1,530,038,035	1,540,572,286	1,642,080,448	6,138,751,989
SUBSIDIOS REF. PROG GESTION SSPD	103,842,634	103,842,634	-	-	207,685,268
CONTRIBUCIÓN	285,334,252	268,144,785	278,537,313	312,680,450	1,144,696,800
REC. CARTERA CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS	8,706,500	581,031	1,349,950	580,703	11,218,184
CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS >6 MESES	6,388,920	4,151,362	8,721,272	211,265	19,472,819
DESEMBOLSOS MIMINAS	2,016,769,180	338,585,866	1,578,224,268	157,544,500	4,091,123,814
OBJECION NO EN FIRME	-	-	-	-	-
<u>OBJECIONES EN FIRME</u>	-	-	-	-	-
TOTALES	(982,202,426)	823,035,081	(308,817,973)	1,171,486,060	2,512,323,132
<u>ACUMULADOS</u>	<u>826,619,964</u>	<u>1,649,655,045</u>	<u>1,340,837,072</u>	<u>2,512,323,132</u>	-

Fuente: ESP

Tabla 42. Subsidios vigencia 2019

Año	Mes	Estrato/sector	Subsidios	Contribuciones	Contribuciones no recaudadas	Contribuciones recaudadas después de conciliada su no recaudo
2019	1	1	283.292.511	-	-	-
2019	1	2	154.465.192	-	-	-

2019	1	3	12.263.337	-	-	-
2019	1	C	-	94.421.383	2.655.969	2.120.958
2019	2	1	292.588.643	-	-	-
2019	2	2	154.373.846	-	-	-
2019	2	3	11.887.593	-	-	-
2019	2	C	-	94.794.679	2.793.051	1.769.437
2019	3	1	335.122.984	-	-	-
2019	3	2	169.877.954	-	-	-
2019	3	3	11.858.798	-	-	-
2019	3	C	-	96.118.190	939.900	4.816.105
2019	4	1	301.418.881	-	-	-
2019	4	2	158.202.121	-	-	-
2019	4	3	11.246.891	-	-	-
2019	4	C	-	83.393.425	1.326.440	228.512
2019	5	1	349.675.782	-	-	-

2019	5	2	181.079.939	-		
2019	5	3	12.350.505	-	-	-
2019	5	C		95.021.055	1.684.889	130.078
2019	6	1	332.397.895	-		
2019	6	2	171.762.933	-	-	-
2019	6	3	11.903.088	-	-	-
2019	6	C	-	88.880.178	1.140.033	222.441
2019	7	1	347.379.339	-	-	-
2019	7	2	179.093.462	-	-	-
2019	7	3	12.078.239	-	-	-
2019	7	C	-	98.996.403	848.995	92.851
2019	8	1	312.254.044	-		
2019	8	2	163.366.760	-		
2019	8	3	11.444.945	-	-	-
2019	8	C	-	85.386.307	401.285	3.222.393

2019	9	1	331.436.004	-		
2019	9	2	171.564.173	-	-	-
2019	9	3	11.955.320	-	-	-
2019	9	C	-	94.103.916	99.670	30.450
2019	10	1	356.648.226	-	-	-
2019	10	2	187.558.697	-	-	-
2019	10	3	12.692.725	-	-	-
2019	10	C	-	105.665.560	116.527	85.975
2019	11	1	347.389.030	-		
2019	11	2	182.045.669	-		
2019	11	3	12.286.511	-	-	-
2019	11	C	-	99.894.338	51.270	82.782
2019	12	1	348.455.899	-		
2019	12	2	182.639.753	-	-	-
2019	12	3	12.363.938	-	-	-

2019	12	C	-	107.100.552	412.906	42.508
TOTAL ENVIO AL MINISTERIO DURANTE AÑO 2019			6.138.421.627	1.143.775.986	12.470.935	12.844.490

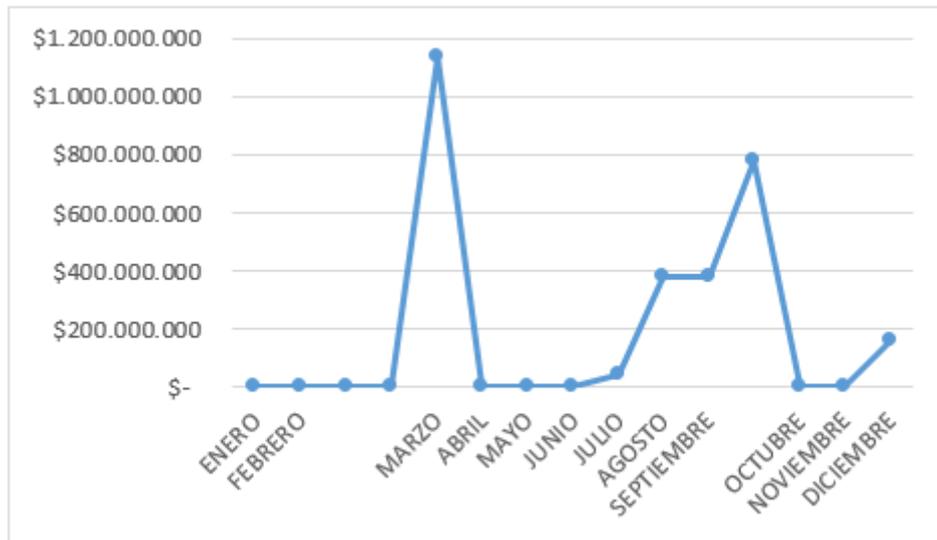
Fuente: ESP

Tabla 43. CONCILIACIÓN DE SALDOS DE SUBSIDIOS ENTRE COMERCIAL Y CONTABILIDAD A CIERRE DICIEMBRE DE 2019

CONCEPTO	VALOR	OBSERVACION
COMERCIAL - SALDO POR COBRAR CIERRE DICIEMBRE 2019 VALIDACIONES ENVIADAS A LA SSPD	2,512,323,132	N/A
SUBSIDIOS REF. PROG GESTION SSPD NO DEJADAS EN FIRME CIERRE 2019 (+)	207,685,268	La SSPD no ha dejado en firme la validación de los dos primeros trimestres del 2019, y por lo cual queda como saldo conciliatorio hasta que no sea ratificado y/o dejado en firme.
REFACTURADOS Y DESCUENTOS A PERIODOS ANTERIORES MES DE DICIEMBRE DE 2019 (+)	310,237	Los ajustes realizados por conceptos de refacturados a susidios se toman del octavo al onceavo mes (septiembre, octubre y noviembre), de acuerdo con la resolución SSPD – 20102400008055 del 16—03-2010.
REFACTURADOS Y DESCUENTOS A PERIODOS ANTERIORES MES DE DICIEMBRE DE 2019 (-)	(798)	Los ajustes realizados por conceptos de refacturados a contribución se toman del octavo al onceavo mes (septiembre, octubre y noviembre), de acuerdo con la resolución SSPD – 20102400008055 del 16—03-2010.
CIERRE COMERCIAL CON OBSERVACIONES	2,720,317,839	N/A
SALDO CONTABILIDAD DICIEMBRE 2019	2,711,219,729	N/A
DIFERENCIA A CIERRE DICIEMBRE DE 2019	9,098,110	N/A

Fuente: ESP

Gráfica 40. Comportamiento Giros Recibidos 2019



Fuente: ESP

Tabla 44. Giros recibidos Vs Subsidios 2019

MES	IDENTIFICACION DE TRANSACCION	TOTAL GIRO	ID COMERCIALIZACION	TIPO DE GIRO	ID MERCADO
ENERO		\$ -	3076	R	681
FEBRERO	832731273	\$ -	3076	R	681
	832758545	\$ -	3076	R	681
	832758514	\$ -	3077	R	681
MARZO	834368177	\$ 1.136.587.647	3076	R	681
ABRIL	0	\$ -	3076	R	681

MAYO	0	\$	-	3077	R	682
JUNIO	831517865	\$	-	3076	R	681
JULIO	832094500	\$	40.787.241	3076	R	681
AGOSTO	833213665	\$	379.359.675	3076	R	681
SEPTIEMBRE	834316533	\$	379.346.244	3076	R	681
	834481401	\$	778.731.108	3077	R	681
OCTUBRE	0	\$	-	3076	R	681
NOVIEMBRE	0	\$	-	3076	R	681
DICIEMBRE	832308204	\$	157.544.600	3076	R	681
TOTAL GIROS RECIBIDOS 2019		\$	2.872.356.515			

Fuente: ESP

Con base a la información remitida por la empresa y los puntos desarrollados en la visita, se obtuvieron los siguientes puntos:

- Sobre la devolución derivada del programa de Gestión suscrito con la SSPD, a lo cual responde que dicha devolución se terminó de pagar al MME en el 2do trimestre del año 2019.
- Se le pregunta si el Ministerio de Minas y Energía ya realizó las validaciones del FSSRI, quien responde que el MME solo ha validado en firme el 3er trimestre del 2019.
- Si durante el año 2018 y 2019, realizó alguna solicitud de reversión de la información cargada al SUI de subsidios y contribuciones, respondiendo que no.

- Si la empresa realiza conciliaciones, de la información reportada al SUI y al Minenergía, a lo cual responde que de esta información no tiene conocimiento, pero que quien carga la información al SUI la suministrará.
- La empresa aclara que no existen diferencias en lo reportado al SUI y al Minenergía.
- La empresa manifiesta que no cuenta con usuarios de barrios subnormales, áreas rurales de menor desarrollo y zonas de difícil gestión.