

EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. ESP



Superservicios
Superintendencia de Servicios
Públicos Domiciliarios

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

ENERCA S.A. E.S.P.

ANÁLISIS AÑO 2019

1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa ENERCA S.A. E.S.P., en adelante Enerca, se constituyó en el año 2003 y se encuentra inscrita en el RUPS, con inicio de operaciones en el año 2004. Desarrolla las actividades de Distribución y Comercialización de energía eléctrica desde el 1 de noviembre de 2007 en el SIN. El capital suscrito y pagado de la empresa es de \$102.152 millones.

Tabla 1. Datos Generales

Tipo de Sociedad	Sociedad Anónima
Razón Social	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP
Sigla	ENERCA S.A. E.S.P
Representante Legal	ERICCA CATALINA NEITA PINTO
Actividad desarrollada	Distribución Comercialización
Año de entrada en operación	2004
Auditor – AEGR	J.J CONSULTORES S.A.S
Clasificación	Sistema Interconectado Nacional
Fecha última actualización RUPS	30/06/2020

Fuente: SUI

2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

2.1. ASPECTOS ADMINISTRATIVOS

La empresa Enerca, para el desarrollo de su actividad cuenta con una planta de personal de 72 empleados con corte a 2020.

El mayor accionista de Enerca, es el departamento del Casanare con un 99,81% y el porcentaje restante es de accionistas privados. Además, según información entregada por la empresa: “...La empresa de Energía de Casanare ENERCA S.A ESP. Para el año 2019 cerró con una participación en el mercado de comercialización de Energía del 85.16%, la cual está compuesta por el mercado Regulado y No regulado presentándose en 21 municipios pertenecientes a tres departamentos (Casanare, Meta y Boyacá).”

Para el año 2019, según informó la empresa contaba con la participación de 15 comercializadores de Energía dentro del mercado en el cual Enerca se ubica como distribuidor.

De otra parte, según la información suministrada por la empresa en mención: “...ha trabajado en todos los procesos establecidos en el Sistema de Gestión de Calidad, con auditorías internas y externas, basadas en riesgos, haciendo seguimiento minucioso a cada uno de nuestros procesos en pro de una mejora continua. Por eso, se obtuvo la actualización y renovación de la certificación basada en la norma NTC ISO 9001:2015 hasta el año 2021; así mismo, se llevó a cabo auditoría de seguimiento durante los días

25 y 26 de Julio de 2019, donde: *SE RECOMIENDA MANTENER EL ALCANCE DEL CERTIFICADO DEL SISTEMA DE GESTIÓN, en el informe final por del Auditor designado por el ente certificador Instituto Colombiano de Normas Técnicas ICONTEC*”.

Con respecto a los proyectos que se adelantan de protección ambiental y/o apoyo a la comunidad, la empresa Enerca informó que: *“La Oficina SIG y Proyectos de La Empresa de Energía de Casanare SA. ESP ENERCA, a través del Acto de Gerencia 376 del 27 de Junio de 2018 actualizo y aprobó la Política y Objetivos Ambientales de la Empresa y de igual forma a través de éste Acto de Gerencia se aprobó el Plan de Manejo Ambiental (PMA) lo anterior con el ánimo de crear el marco institucional para actuar con responsabilidad ambiental en las actividades inherentes al objeto social de ENERCA SA ESP*”. En este sentido, algunos de los proyectos y programas que se adelantan son:

- Programa de siembra de árboles o compensación.
- Campañas de uso eficiente de los recursos.
- Manejo integral de residuos.
- Plan de uso racional de la energía.
- Compromiso Social.
- Socialización de programas y proyectos con comunidades.

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 de la vigencia 2019, en el Sistema Único de Información SUI, de acuerdo con los indicadores calculados bajo Normas Internacionales Financieras (NIF), según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004.

Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, la Prestadora Enerca, evidencia un nivel de riesgo financiero bajo (nivel de riesgo 0) para 2019, que al compararlo con resultados de la vigencia 2018, se evidencia que no hubo cambio en el resultado de este.

En la tabla No. 2, 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 2. Clasificación inicial de riesgo financiero año 2019 y 2018

INDICADORES FINANCIEROS	Tipo	NIF	
		2019	2018
Rentabilidad sobre Activos	Rentabilidad	7%	2%
Rentabilidad sobre Patrimonio	Rentabilidad	7%	1%
Flujo de Caja sobre Activos	Rentabilidad	8%	5%
Ciclo Operacional	Liquidez	-12	-26
Cubrimiento de Gastos Financieros	Liquidez	6,44	3,31
Razón Corriente	Liquidez	1,7	1,34
Patrimonio sobre Activo	Solidez	71%	68%
Pasivo corriente sobre Pasivo Total	Solidez	33%	37%
Activo corriente sobre Activo Total	Solidez	16%	16%
Patrimonio		187.604.227.000	185.508.355.000
Riesgo Financiero		0	0

Puntaje Nivel 0: Riesgo Bajo

Puntaje Nivel 1: Riesgo Medio Bajo

Puntaje Nivel 2: Riesgo Medio Alto

Puntaje Nivel 3: Riesgo Alto

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Teniendo en cuenta lo anterior, la prestadora incumple tan solo uno (1) de los nueve (9) indicadores propuestos en la clasificación inicial para la vigencia 2019, según el modelo de clasificación de riesgos calculado con la metodología de la Resolución CREG 072 de 2002 y 034 de 2004, el cual corresponde a “Activo corriente sobre activo total”, es decir el porcentaje del activo que la prestadora tiene como circulante y posee la capacidad de convertirse en activo liquido en un periodo inferior a 1 año.

2.2.2. Estado de Situación Financiera

Efectuando una revisión al Estado de Situación Financiera de la prestadora, encontramos que la vigencia 2019 el 78% del total del activo, hace parte de las actividades vigiladas por parte de esta Superintendencia posicionándose en \$264.987 millones y que, para el caso de la prestadora, corresponde a los servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible por Redes. De igual forma, el 52% del total del pasivo y el 99% del total del patrimonio, son la porción del estado de situación financiera que corresponde a actividades vigiladas.

Tabla 3. EEFF Vigilados e individual completo año 2019 y 2018
(Cifras en miles de pesos)

EEFF VIGILADO			EEFF INDIVIDUAL COMPLETO			% VIGILADO	% VIGILADO
	2019	2018		2019	2018	2019	2018
Activo	264.987.910	273.861.150	Activo	339.699.266	320.022.994	78%	86%
Pasivo	77.383.683	88.352.795	Pasivo	150.043.187	131.603.075	52%	67%
Patrimonio	187.604.227	185.508.355	Patrimonio	189.656.079	188.419.919	99%	98%

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Tabla 4. Estado de Situación Financiera Comparativo 2019
(Cifras en miles de pesos)

Concepto	Corriente	No Corriente	Total	Peso en el Activo
Activo	\$ 42.062.361	\$ 222.925.549	\$ 264.987.910	100%
Efectivo y Equivalente de efectivo	\$ 3.620.684	\$ -	\$ 3.620.684	1%
Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar	\$ 23.456.573	\$ 7.612.440	\$ 31.069.013	12%
Inventarios	\$ 2.774.289	\$ -	\$ 2.774.289	1%
Activos por impuestos diferidos		\$ 9.187.683	\$ 9.187.683	3%
Otros activos financieros	\$ 12.210.815		\$ 12.210.815	5%
Propiedades, planta y equipo		\$ 206.125.426	\$ 206.125.426	78%
Otros activos			\$ -	0%
Pasivos	\$ 25.168.862	\$ 52.214.821	\$ 77.383.683	29%
Provisiones	\$ 1.944.473	\$ -	\$ 1.944.473	1%
Cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar	\$ 21.591.950	\$ 3.557.163	\$ 25.149.113	9%
Prestamos por pagar	\$ 1.347.899	\$ 2.742.653	\$ 4.090.552	2%
Otros pasivos	\$ -	\$ -	\$ -	0%
Otros pasivos financieros	\$ 284.540	\$ 868.505	\$ 1.153.045	0%
Otros Pasivos no financieros	\$ -	\$ -	\$ -	0%
Pasivo por impuestos diferidos		\$ 45.046.500	\$ 45.046.500	17%
Patrimonio	\$ -	\$ 187.604.227	\$ 187.604.227	71%
Capital suscrito y pagado		\$ 100.539.748	\$ 100.539.748	38%
Reserva Legal		\$ 691.344	\$ 691.344	0%
Otras Reservas		\$ 7.957.843	\$ 7.957.843	3%
Ganancias acumuladas		\$ 78.415.292	\$ 78.415.292	30%

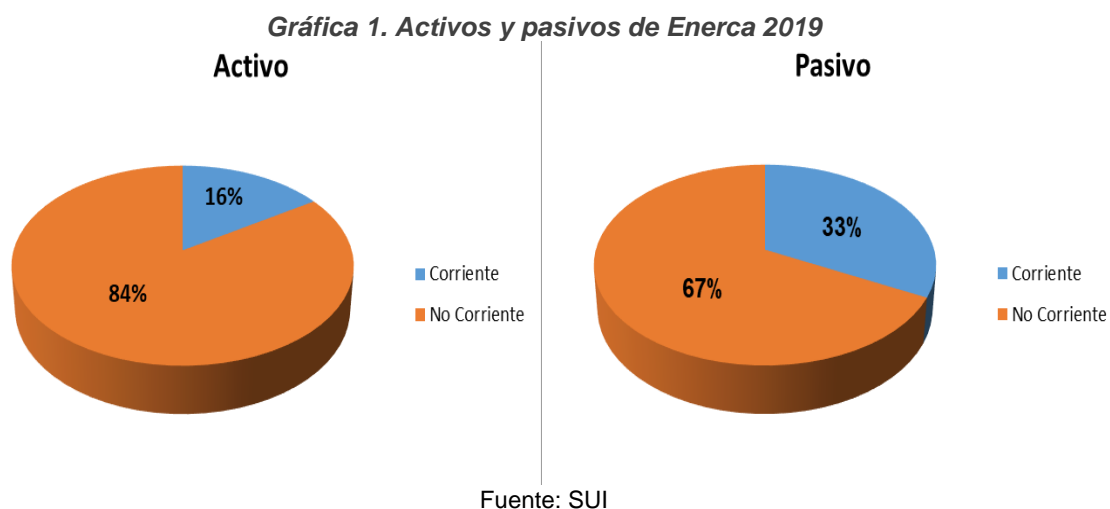
Porcentaje de participación	16%	84%	100%
------------------------------------	------------	------------	-------------

Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminados Comparativos 2019

Para la vigencia 2019, los recursos de la compañía se encontraban apalancados en un 29% en terceros dejando el 71% con socios y accionistas. Los activos de la prestadora se encuentran concentrados en el largo plazo, representando de este modo el 84% del total del activo, siendo la propiedad, planta y equipo, el rubro que presenta mayor valor con \$206.125 millones presentando una variación decreciente del 3,83% respecto a la vigencia anterior, debido al efecto del gasto por depreciación y presentando un peso del 78% del total del activo.

Entre los rubros mas representativos del total de activos, se encuentran las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar por valor de \$31.069 millones representando un 12% del total del activo. Dicho rubro, esta conformado principalmente por prestación de servicios publicos y subsidio del servicio de energía, que si se

compara frente a la vigencia anterior, se encuentra una variación decreciente del 15.78%, dado principalmente a la gestión de cartera realizada por la empresa.



Así mismo, los pasivos de la prestadora se encuentran concentrados en el largo plazo, representados en un 67% del total de los pasivos, siendo los pasivos por impuesto diferido, el rubro que presenta mayor porcentaje, y posicionándose en \$45.046 millones con un peso del 17% del total del activo.

Entre los rubros más representativos del total de pasivos, se encuentran las cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar por valor de \$25.149 millones, con un peso en el activo del 9%, las cuales son obligaciones que Enerca, ha contraído con terceros, relacionadas con las operaciones que lleva a diario en desarrollo de sus funciones, y que para el año gravable 2019 presentó una disminución del 29% con respecto a la vigencia anterior, por concepto de adquisición de bienes y servicios. Es importante mencionar, que el siguiente rubro son los préstamos por pagar, con un valor de \$4.090 millones aproximadamente, correspondientes al valor de la obligación financiera adquirida mediante contrato de empréstito con el Banco de Occidente, para realizar la implementación del plan de Gestión de Pérdidas a través del suministro de equipos de macro medición, levantamiento de amarre usuario transformador y adquisición de software para gestión de pérdidas.

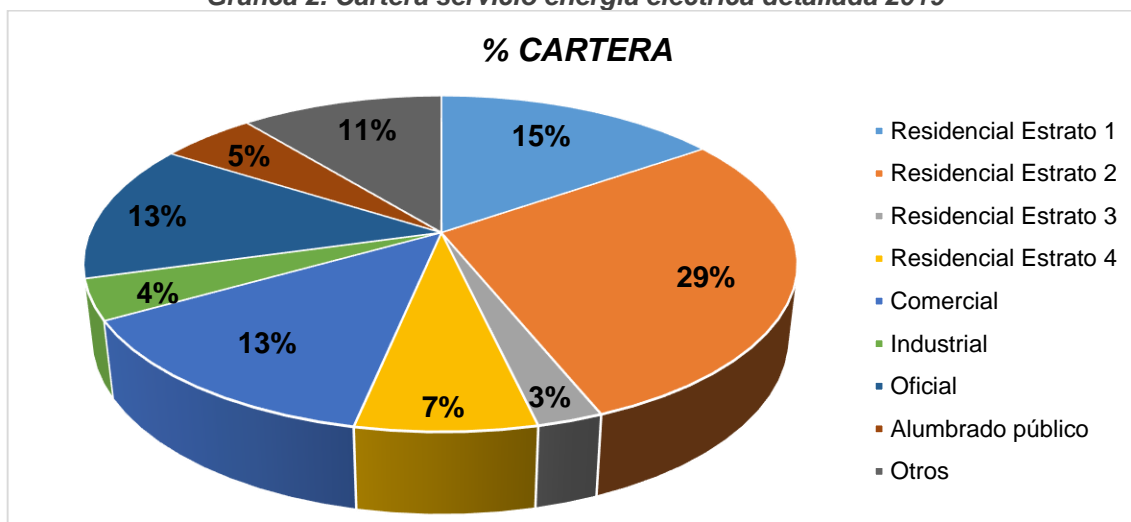
Tabla 5. Estado de cartera 2019
(Cifras en pesos)

CONCEPTOS	CARTERA CORRIENTE	CARTERA VENCIDA	TOTAL CARTERA	% CARTERA	DETERIORO	NETO DE CARTERA	% CARTERA
Residencial Estrato 1	846.984.000	1.728.824.000	2.575.808.000	16%	271.002.000	2.304.806.000	15%
Residencial Estrato 2	1.483.677.000	3.306.763.000	4.790.440.000	29%	512.865.000	4.277.575.000	28%
Residencial Estrato 3	200.992.000	209.766.000	410.758.000	2%	33.926.000	376.832.000	3%
Residencial Estrato 4	639.822.000	473.838.000	1.113.660.000	7%	80.878.000	1.032.782.000	7%
Residencial Estrato 5	7.860.000	22.563.000	30.423.000	0%	3.485.000	26.938.000	0%
Residencial Estrato 6	5.401.000	8.588.000	13.989.000	0%	1.326.000	12.663.000	0%
Comercial	1.004.351.000	1.218.368.000	2.222.719.000	13%	196.164.000	2.026.555.000	13%
Industrial	346.873.000	279.935.000	626.808.000	4%	45.434.000	581.374.000	4%
Oficial	1.448.134.000	676.484.000	2.124.618.000	13%	125.240.000	1.999.378.000	13%

Alumbrado público	607.909.000	196.634.000	804.543.000	5%	36.693.000	767.850.000	5%
Empresas del sector	0	0	0	0%	0	0	0%
Usuarios no regulados	502.000	0	502.000	0%	0	502.000	0%
Otros	949.479.000	834.049.000	1.783.528.000	11%	147.106.000	1.636.422.000	11%
Total Comercialización	7.541.984.000	8.955.812.000	16.497.796.000	100%	1.454.119.000	15.043.677.000	100%

Fuente: SUI

Gráfica 2. Cartera servicio energía eléctrica detallada 2019



Fuente: SUI

Como se mencionó anteriormente, y se puede evidenciar en la anterior tabla con su respectivo gráfico, la cartera del servicio de Energía Eléctrica, se encuentra compuesta en su mayor proporción, por la cartera residencial del estrato 2, representando un 29% del total de la cartera, seguido por un 16% del residencial estrato 1, 13% cartera comercial, 13% cartera oficial, entre otras.

Tabla 6. Propiedad, Planta y Equipo comparativo 2019 – 2018
(Cifras en Pesos)

PROPIEDAD PLANTA Y EQUIPO	COSTO HISTORICO 2019	COSTO HISTORICO 2018	VARIACIÓN
Terrenos	\$ 658.000.000	\$ 658.000.000	\$ 0
Construcciones en curso	\$ 2.524.174.295	\$ 2.421.828.882	\$ 102.345.413
Bienes muebles en bodega	\$ 163.986.019	\$ 103.191.210	\$ 60.794.809
Plantas, ductos, túneles	\$ 33.439.226.171	\$ 33.388.957.082	\$ 50.269.089
Redes líneas y cables	\$ 202.771.416.331	\$ 220.521.025.533	-\$ 17.749.609.202
Maquinaria y Equipo	\$ 26.196.621.875	\$ 7.760.590.573	\$ 18.436.031.302
Muebles, enseres y equipo de oficina	\$ 1.111.263.322	\$ 1.134.705.195	-\$ 23.441.873
Equipo de computación y comunicación	\$ 2.507.071.622	\$ 2.438.053.052	\$ 69.018.570
Equipo de transporte, tracción y elevación	\$ 385.870.520	\$ 385.870.520	\$ 0
Depreciación acumulada de PPE	-\$ 61.613.878.282	-\$ 52.473.017.481	-\$ 9.140.860.801
TOTALES	\$ 109.258.121.000	\$ 97.763.099.984	\$ 11.495.021.015
Depreciación: Plantas, ductos y túneles	\$ 6.155.461.009	\$ 5.006.309.306	\$ 1.149.151.703
Depreciación: Redes, líneas y cables	\$ 44.127.620.313	\$ 40.609.865.519	\$ 3.517.754.794
Depreciación: Maquinaria y equipo	\$ 7.596.657.916	\$ 3.082.579.445	\$ 4.514.078.471

Depreciación: Muebles, enseres y equipo de oficina	\$ 1.085.388.378	\$ 1.126.022.352	-\$ 40.633.974
Depreciación: Equipo de computación y comunicación	\$ 2.262.880.146	\$ 2.262.370.339	\$ 509.807
Depreciación: Equipo de transporte, tracción y elevación	\$ 385.870.520	\$ 385.870.520	\$ 0

Fuente: SUI

Así mismo, la propiedad, planta y equipo presenta sus mayores valores en los conceptos de redes, líneas y cables, seguida por plantas, ductos y túneles y maquinaria y equipo, en las cuales se reflejan variaciones considerables respecto a la vigencia anterior.

Gráfica 3. Cuentas patrimoniales comparativo 2019 – 2018
(Cifras en miles de pesos)



Fuente: SUI

Con relación al apalancamiento con los socios, Enerca solo presenta variación para el rubro de ganancias acumuladas, pasando de \$76.319 millones en 2018, para \$78.415 millones en la vigencia 2019. Así las cosas, el patrimonio del año 2019 tuvo un incremento del 1,13% con respecto a la vigencia anterior, incremento influenciado por el resultado del ejercicio, el cual generó una utilidad de \$469 millones.

2.2.3. Estado de Resultados Integrales

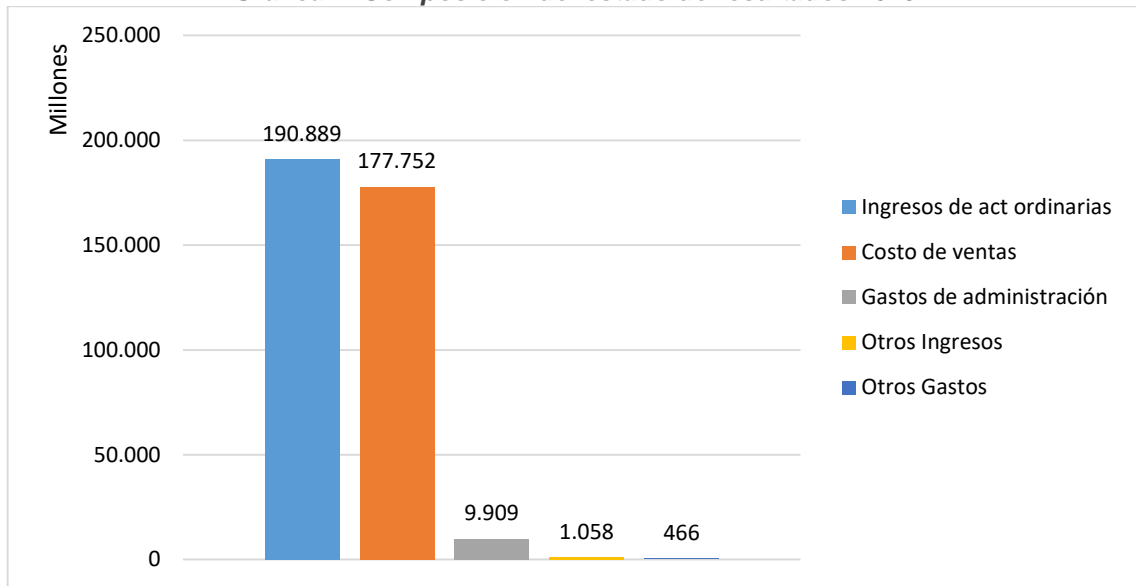
Respecto a los ingresos operacionales de Enerca, se presenta un incremento en la variación de los ingresos del 3,54% respecto de la vigencia anterior, debido principalmente por los siguientes motivos:

- Se realiza gestión comercial para el ingreso de nuevos usuarios.
- Variación del CU, teniendo en cuenta que la tarifa del año 2019 fue más alta que la del año 2018.
- Por incremento en la demanda para el 2019 del 6,44% con respecto al año 2018.

En el siguiente gráfico, se evidencia la composición del estado de resultados de la compañía, que como se observa, está compuesto por ingresos de actividades ordinarias por valor de \$190.889 millones, costo de ventas por \$177.752 millones, que refleja una disminución del 2,86% respecto al 2018 por causa de la disminución del costo por arrendamientos tanto de bienes muebles como inmuebles, así como también de costos por órdenes y contratos de mantenimiento de líneas, redes y ductos, honorarios y costos asociados al concepto de órdenes y contratos por concepto de vigilancia y seguridad.

Seguido a ello, los gastos de administración se posicionan en \$9.909 millones, presentando una disminución del 2.40% respecto al 2018, principalmente por la disminución de gastos de personal diversos como capacitaciones y viáticos, a su vez, la disminución de gastos por arrendamiento de software, publicidad y propaganda, comunicaciones y transporte, seguros generales, honorarios y contribuciones. Por último, encontramos los otros ingresos por \$1.058 millones y otros gastos por valor de \$466 millones aproximadamente.

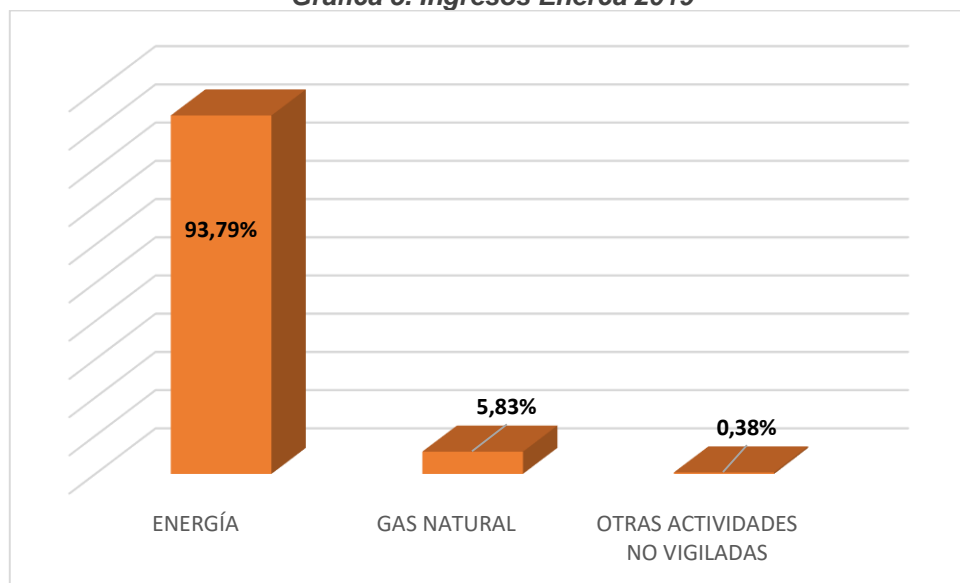
Gráfica 4. Composición del estado de resultados 2019



Fuente: SUI

Se identifica, que un 93,79% de los ingresos corresponden a la prestación del servicio de Energía Eléctrica, 5,83% gas natural y un 0,38% a actividades no vigiladas por parte de la Superservicios, tales como arrendamiento de infraestructura.

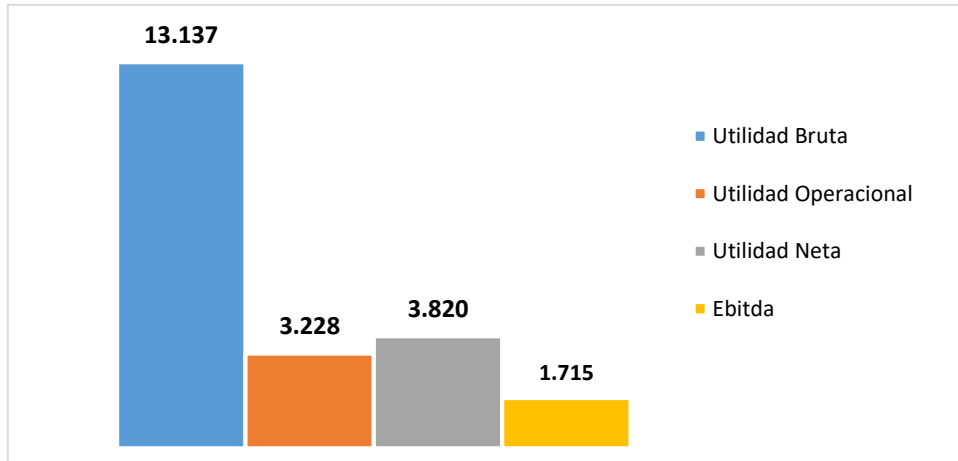
Gráfica 5. Ingresos Enerca 2019



Fuente: SUI

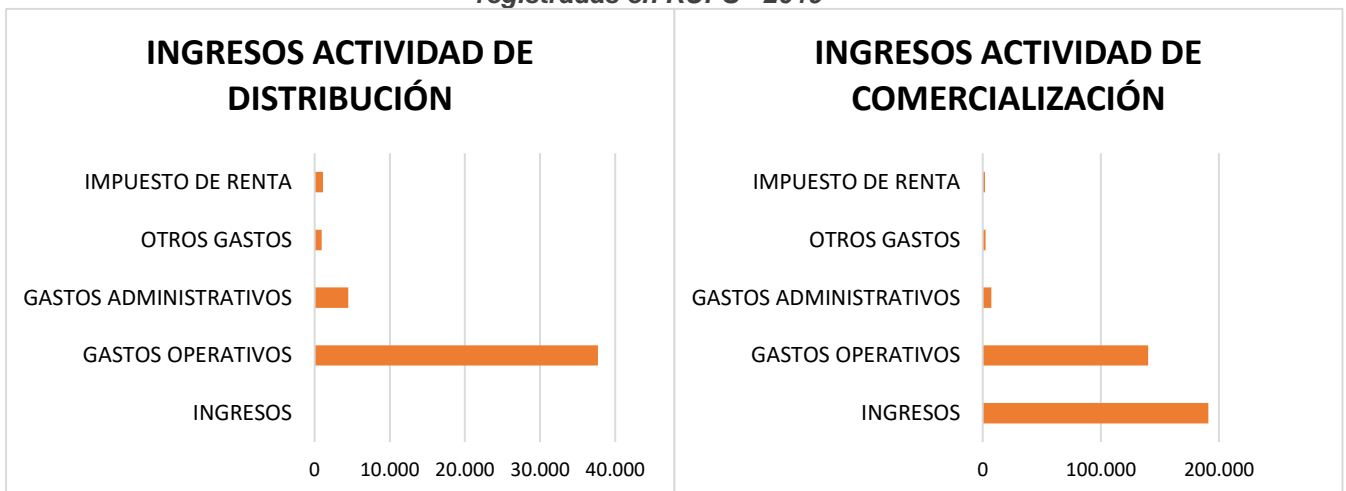
Las utilidades de la compañía están representadas por \$13.137 millones de utilidad bruta, \$3.228 de utilidad operacional y \$3.820 millones como utilidad neta, para la obtención de \$1.715 millones aproximadamente como resultado del EBITDA.

Gráfica 6. Utilidades Enerca 2019



Fuente: SUI

Gráfica 7. Ingresos para cada una de las actividades que Enerca tiene actualmente registradas en RUPS - 2019



Fuente: SUI

En la anterior gráfica, se evidencian los ingresos para cada una de las actividades que la prestadora tiene actualmente registradas en RUPS, para el servicio de Energía Eléctrica. En el caso de la actividad de comercialización, se reflejan \$140.049 millones de gastos operativos frente a \$37.703 en distribución, \$7.106 millones de gastos administrativos en comercialización frente a \$4.499 en la de distribución, \$2.331 millones de otros gastos en comercialización frente a \$960 millones en distribución e impuesto de renta para comercialización de \$1.696 millones y de \$1.130 para distribución. En el caso de los ingresos, se evidencia que la empresa solo carga ingresos para la actividad de comercialización, posicionándose en \$190.889 millones frente a \$0 registrados para la actividad de distribución.

2.2.4. Estado de Flujo de Efectivo

**Tabla 7. Estado de flujo de efectivo 2019
(Cifras en pesos)**

CONCEPTOS	2019
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	3.245.526.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	-607.149.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	-1.826.458.000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes de efecto de los cambios en la tasa de cambio	811.919.000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	811.919.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	2.808.765.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	3.620.684.000

Fuente: SUI

La prestadora menciona, que, frente a las actividades de operación, está constituida por su principal fuente de ingresos de actividades ordinarias. Estos corresponden a lo recaudado por la prestación de los servicios de energía eléctrica y gas domiciliario principalmente. El recaudo procedente del SGR, son de destinación exclusiva para los proyectos de financiación y no puede disponerse de ellos en el giro normal del negocio.

En cuanto a las actividades de inversión, los pagos realizados obedecen a reposición de activos y ampliación, y mejoramiento de la infraestructura para la prestación de los servicios públicos.

Y finalmente, las actividades de financiación obedecen a los pagos del contrato de empréstito que posee la empresa con el Banco de Occidente, y los giros y recaudos de terceros son por concepto de impuesto de alumbrado público sobretasa del artículo 313 de la Ley 1955 de 2019 y/o alianzas comerciales.

2.2.5. Información flujo de caja diario

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 período de la emergencia sanitaria, económica, social y ecológica declarada 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 25 informes de seguimiento al flujo de caja diario, en los cuales, Enerca puntúa como la empresa con mayor número de días en riesgo de liquidez, tal y como lo muestra el siguiente top de puntaje de riesgo:

Ilustración 1: Puntaje de riesgo Enerca

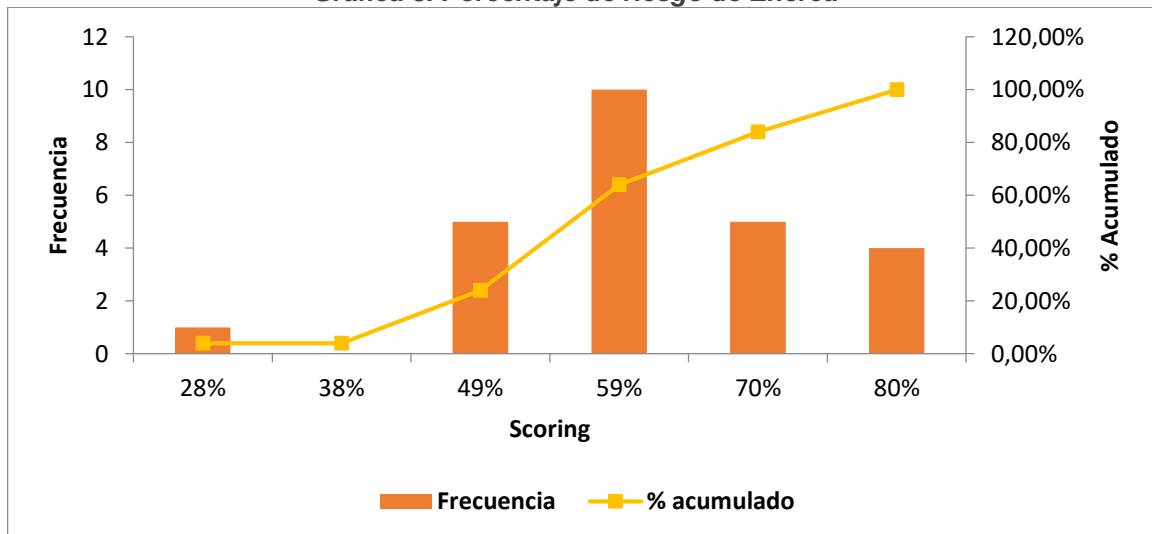
ID	RAZON SOCIAL	ACTIVIDAD	6-abr	8-abr	13-abr	15-abr	20-abr	28-abr	30-abr	13-may	19-may	26-may	28-may	31-may	8-jun	12-jun	19-jun	24-jun	30-jun	7-jul	16-jul	24-jul	31-jul	6-ago	14-ago	21-ago	31-ago	Días en Riesgo
3370	ENERCA	OD	65%	65%	53%	65%	47%	47%	47%	53%	64%	53%	53%	53%	58%	28%	41%	41%	58%	60%	70%	55%	70%	80%	70%	55%	55%	19

< 25	Riesgo Bajo
>=25 - < 50	Riesgo Medio Bajo
>=50 - < 75	Riesgo Medio Alto
>=75	Riesgo Alto

Fuente: elaboración propia ESP

Como se observa, de un total de 25 informes, Enerca presenta riesgo medio alto para 18 días y 1 para riesgo alto, presentando un promedio de Scoring del 56%, que la ubica en un Riesgo medio alto. Los mayores inconvenientes, son el acceso a la banca financiera, donde la ESP, manifiesta que han tenido varios inconvenientes a la hora de solicitar créditos a los bancos y a FINDETER, donde inicialmente proyectaban un cupo de crédito de \$7.922 millones y a la fecha este cupo ha descendido a los \$1.358 millones, que aún no han podido tener acceso por diferentes requisitos que les solicitan, dejándola limitada, a los giros que efectúe el Ministerio de Minas y Energía MEM, por pago de subsidios para poder tener un alivio en su efectivo disponible.

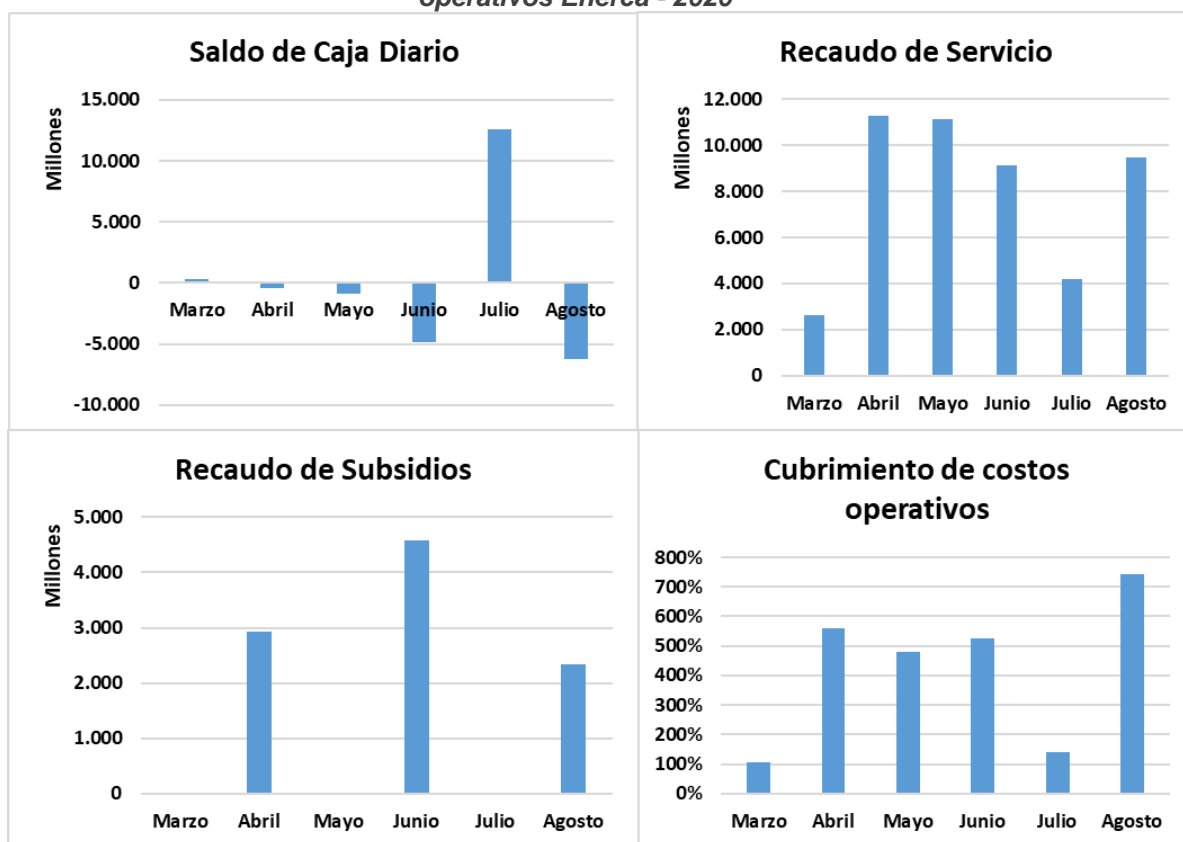
Gráfica 8. Porcentaje de riesgo de Enerca



Fuente: elaboración propia DTGE

El anterior histograma, refleja el porcentaje y días en riesgo que ha tenido Enerca, donde muestra que para la mayor parte de los días han estado ubicados en el rango de Scoring de 50% a 70% de puntaje de riesgo de liquidez.

Gráfica 9. Comportamiento saldo caja diario, recaudos y cubrimiento de costos operativos Enerca - 2020



Fuente: elaboración propia DTGE

En las gráficas anteriores, se refleja el comportamiento del saldo final de la caja para cada uno de los meses, desde cuando se empezó a reportar el flujo de caja diario por parte de la prestadora, donde se muestra que solo para el mes de julio presentó un saldo final positivo, mientras que para los meses restantes presentan un flujo de caja negativo. A su vez, se muestra el comportamiento del recaudo del servicio, el recaudo que han tenido de subsidios en los meses de abril, junio y agosto y el cubrimiento de costos operativos teniendo en cuenta el total del recaudo de la compañía.

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 10 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 y a los documentos aportados se observa que el prestador Enerca a través del Acto de Gerencia General No 386 del 24 de julio de 2020 "Por medio del cual se modifica el Acto de Gerencia No 126 de 2018, "por el cual se aprueba y adopta la política y los lineamientos metodológicos por los cuales se regirá la aplicación y establecimiento de la administración del riesgo de gestión, corrupción, seguridad digital y desastres en la EMPRESA DE ENERGÍA DEL CASANARE", adoptaron unos nuevos objetivos y lineamientos metodológicos por los cuales se aplica el establecimiento de la administración del riesgo de gestión, corrupción, seguridad digital y desastres en la empresa, por lo anterior se hace gestión del riesgo a los procesos:

- Operativos.
- Corrupción.
- Seguridad de Información.
- Financiero.
- Cumplimiento Regulatorio.
- **Riesgo de Desastres.**

De acuerdo con lo manifestado por el prestador en la reunión del 10 de septiembre del 2020, la metodología adoptada para administrar la gestión del riesgo conforme a lo informado por el prestador es la planteada por el Departamento Administrativo de la Función Pública y la correspondiente a la NTC ISO 31000.

2.3.2. Política de Gestión Integral del Riesgo

De acuerdo con lo manifestado por el prestador durante la reunión realizada, actualmente no cuentan con una política de gestión integral del riesgo, debido a que se han basado en las pautas suministradas por el DAFP; sin embargo, debido a que el prestador cuenta con una definición de objetivos de la organización y su compromiso para la gestión e intervención del riesgo, así como con los temas de:

- Fundamento de la organización para gestionar los riesgos.
- Vínculos entre los objetivos de la organización y las políticas y la política de gestión de riesgos.
- La rendición de cuentas y responsabilidades en materia de gestión de riesgos.
- El compromiso de asignar los recursos necesarios para ayudar a los responsables de la gestión del riesgo.

Los cuales son algunos de los mínimos mencionados en la NTC-ISO 31000 de 2009 que debe exponer la política de gestión del riesgo. En ese orden de ideas, el prestador indicó que estaría realizando la verificación y conformación de su política para 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

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, de acuerdo con lo manifestado por el prestador y al Acto de Gerencia General No 386 de 2020, el objetivo de la política integral de riesgos es:

“ Definir los lineamientos de la política de gestión del riesgo en la Empresa de energía de Casanare S.A. –E.S.P., como parte esencial para la gestión administrativa en pro del cumplimiento de su misión, el alcance de metas, el fortalecimiento de Control Interno, el mejoramiento de la actividad administrativa, el cumplimiento de los lineamiento y el logro de los objetivos estratégicos, en aras de la transparencia y la integridad en las actuaciones, con fundamento en el ordenamiento jurídico aplicable.”

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, de acuerdo con lo manifestado por el prestador y al Acto de Gerencia General No 386 de 2020, respecto al alcance se indica:

“La política de administración de riesgos es aplicable a todos los procesos, programas y proyectos de la Entidad y a todas las acciones ejecutadas por los trabajadores y colaboradores durante el ejercicio de sus funciones y/o actividades.

En el alcance de los riesgos de seguridad digital la política es aplicable a los procesos, programas y proyectos definidos en el alcance del Sistema de Gestión de Seguridad de la Información.

*En el caso de los **riesgos de desastres** la política es aplicable para prestación de los servicios de distribución y comercialización de **Energía Eléctrica** y Gas en el área de influencia de ENERCA SA ESP.*

Riesgos de Corrupción es aplicable a todos los procesos, programas y proyectos de la Entidad y a todas las acciones ejecutadas por los trabajadores y colaboradores durante el ejercicio de sus funciones y/o actividades, en el alcance al Plan Anticorrupción y Atención al Ciudadano.”
(Negrilla fuera de texto)

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 al Acto de Gerencia General No 386 de 2020, se observa que se encuentran muy bien definidos los roles y responsabilidades a todo nivel para cada uno de los prestadores, lo cual se presenta en la tabla a continuación:

Tabla 8. Responsables en la Administración del Riesgo

ROL	RESPONSABILIDAD
Alta Dirección y Comité Coordinador del Sistema de Control Interno (Línea de Defensa Estratégica-MIPG)	<ol style="list-style-type: none"> 1. Establecer objetivos institucionales alineados con el propósito fundamental, metas y estrategias de la Institucional de la Entidad. 2. Establecer la Política de Administración del Riesgo. 3. Asumir la responsabilidad primaria del Sistema de control Interno y de la identificación y evaluación de los cambios que podrían tener un impacto significativo en el mismo. 4. Específicamente el Comité de Coordinación del sistema de Control Interno, evaluar y dar línea sobre la administración de los riesgos en la entidad. 5. Retroalimentar a la alta dirección sobre el monitoreo y efectividad de la gestión del riesgo y de los controles. Así mismo, hacer seguimiento a su gestión, gestionar los riesgos y aplicar controles. <p>Asesorar, supervisar y acompañar a la primera línea de defensa en la administración de riesgos de gestión, corrupción y seguridad digital y en la recomendación de controles para mitigar los riesgos.</p>

<p>Alta Dirección y Comité Coordinador del Sistema de Control Interno (Línea de Defensa Estratégica-MIPG)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Establecer objetivos institucionales alineados con el propósito fundamental, metas y estrategias de la Institucional de la Entidad. 2. Establecer la Política de Administración del Riesgo. 3. Asumir la responsabilidad primaria del Sistema de control Interno y de la identificación y evaluación de los cambios que podrían tener un impacto significativo en el mismo. 4. Específicamente el Comité de Coordinación del sistema de Control Interno, evaluar y dar línea sobre la administración de los riesgos en la entidad. 5. Retroalimentar a la alta dirección sobre el monitoreo y efectividad de la gestión del riesgo y de los controles. Así mismo, hacer seguimiento a su gestión, gestionar los riesgos y aplicar controles. <p>Asesorar, supervisar y acompañar a la primera línea de defensa en la administración de riesgos de gestión, corrupción y seguridad digital y en la recomendación de controles para mitigar los riesgos.</p>
<p>Gerentes y líderes de Proceso (Primera Línea de Defensa de MIPG)</p>	<p>Con el liderazgo de la Oficina Asesora de Planeación, proyectos y SIG los responsables de la Primera Línea de Proceso Defensa deberán:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Identificar y valorar los riesgos que pueden afectar el logro de los objetivos institucionales y establecer los mapas de riesgos y Oportunidades del Proceso/Proyecto a cargo. 2. Realizar la identificación y valoración de activos de seguridad digital en cada proceso donde aplique la gestión del riesgo de seguridad digital. 3. Definir y diseñar los controles a los riesgos. 4. A partir de la política administración del riesgo, establecer sistemas de gestión de riesgos y las responsabilidades para controlar riesgos específicos bajo la supervisión de la alta dirección. 5. Identificar y controlar los riesgos relacionados con posibles actos de corrupción en el ejercicio de sus funciones y el cumplimiento de sus objetivos, así como en la prestación del servicio y/o relacionados con el logro de los objetivos. 6. Implementar procesos para identificar, disuadir y detectar fraudes; y revisar la exposición de la entidad al fraude con el auditor interno de la entidad.
<p>Trabajadores y Planeación, Proyectos y SIG (Segunda Línea de Defensa - MIPG)</p>	<p>Con el liderazgo de la Oficina Asesora de Planeación, proyectos y SIG los responsables de monitoreo y evaluación de controles y gestión del riesgo de la segunda línea defensa deberán:</p> <ol style="list-style-type: none"> 1. Informar sobre la incidencia de los riesgos en el logro gestión de objetivos y evaluar si la valoración del riesgo es la apropiada. 2. Asegurar que las evaluaciones de riesgos y control incluyan riesgos de fraude. 3. Ayudar a la primera línea con evaluaciones del impacto de los cambios en el Sistema de Control Interno. 4. Monitorear cambios en el riesgo legal, regulatorio y de cumplimiento. 5. Consolidar los seguimientos a los mapas de riesgo. 6. Seguir los resultados de las acciones emprendidas para mitigar los riesgos, cuando haya lugar. 7. Los Supervisores de contratos deben realizar seguimiento a los riesgos de estos e informar las alertas respectivas.
<p>Oficina de Control (Tercera línea de defensa MIPG)</p>	<ol style="list-style-type: none"> 1. Asesorar en metodologías para la identificación y administración de los riesgos, en coordinación con la segunda línea de defensa. 2. Identificar y evaluar cambios que podrían tener un impacto significativo en el Sistema de Control Interno durante las evaluaciones periódicas de riesgos y en el curso del trabajo de auditoría interna. 3. Comunicar al Comité de Coordinación de Control Interno posibles cambios e impactos en la evaluación del riesgo detectados en las auditorías. 4. Revisar la efectividad y la aplicación de controles, planes de contingencia y actividades de monitoreo vinculadas a riesgos claves de la entidad. 5. Alertar sobre la probabilidad de riesgo de fraude o corrupción en las áreas auditadas.

Fuente: Acto de Gerencia ENERCA No 386 de 2020

2.3.6. Metodología de Valoración del Riesgo.

De acuerdo con lo mencionado 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 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 “*Anexo 1. Plan de Gestión de Riesgos de Desastres y Continuidad del Negocio*” no cuenta con esta información y en los otros documentos aportados titulados:

- Manual de Preparación y Atención a Emergencia - Código: MA-MAA-SO-04 - Versión: 1
- Matriz Excel ubicada en el anexo2.FT Mapa Integral Riesgos2020

Se observan algunos gráficos y una descripción muy breve, se sugirió realizar ajustes al procedimiento de valoración del riesgo de la empresa e incluirlo en el “*Anexo 1. Plan de Gestión de Riesgos de Desastres y Continuidad del Negocio*”, ya que los documentos actualmente no cumplen con la totalidad de los lineamientos mínimos requeridos en 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; 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 los documentos aportados no se observa esta información sin embargo en la presentación realizada por el prestador durante la reunión del 10 de septiembre de 2020, expone algunos procesos que han venido realizando, como se observa en la imagen que se presenta a continuación:

Ilustración 2. Reducción del Riesgo



Fuente: Presentación Desastres ENERCA 2020

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.

De acuerdo con lo indicado en el documento titulado “Anexo 1. Plan de Gestión de Riesgos de Desastres y Continuidad del Negocio” en la página 10 se encuentra el numeral 8. PROTECCIÓN FINANCIERA en el cual se indica que “ENERCA cuenta con medidas de protección financiera para los riesgos de desastres de sus activos, mediante la adquisición de Pólizas de seguros de todos sus activos” y presenta un cuadro con dicha información.

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 aportado titulado “*Anexo 1. Plan de Gestión de Riesgos de Desastres y Continuidad del Negocio*” en la página 8 se encuentra el título 6.2. Manejo de Desastre en el cual se indica que Enerca cuenta con el Manual para la Preparación y Atención a Emergencia - Código: MA-MAA-SO-04 -Versión: 1, 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, presupuestal, 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 evidencian 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 se encuentra localizada en el documento aportado titulado “*Anexo 1. Plan de Gestión de Riesgos de Desastres y Continuidad del Negocio*” en la página 11 en el título 9. PRUEBAS Y REVISIÓN PERIÓDICA DEL PLAN en el cual se indica “*El documento deberá ser revisado al menos una vez al año o cuando el Comité de Emergencias lo determine*”

En el desarrollo de la Evaluación Integral se realizó la correspondiente verificación al PGRDEPP y mediante radicado SSPD 20202200954651 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 Enerca. De acuerdo con la verificación se observó que el avance en la implementación del Decreto 2157 de 2017 corresponde al 35,1% ya que a la fecha solo ha implementado 61 ítems de los 174 de la norma.

3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

3.1. DIAGRAMA DE PROCESOS

La actividad de distribución de energía en Enerca se encuentra enmarcada en los macroprocesos misionales junto con la unidad de distribución y comercialización de gas. La Gerencia de distribución de energía presenta cuatro subdivisiones que son: operación, mantenimiento, planeamiento y calidad definidos a su vez sobre el sistema de energía tal como se muestra en la Ilustración 3.

Ilustración 3 Estructura organizacional Subgerencia de distribución



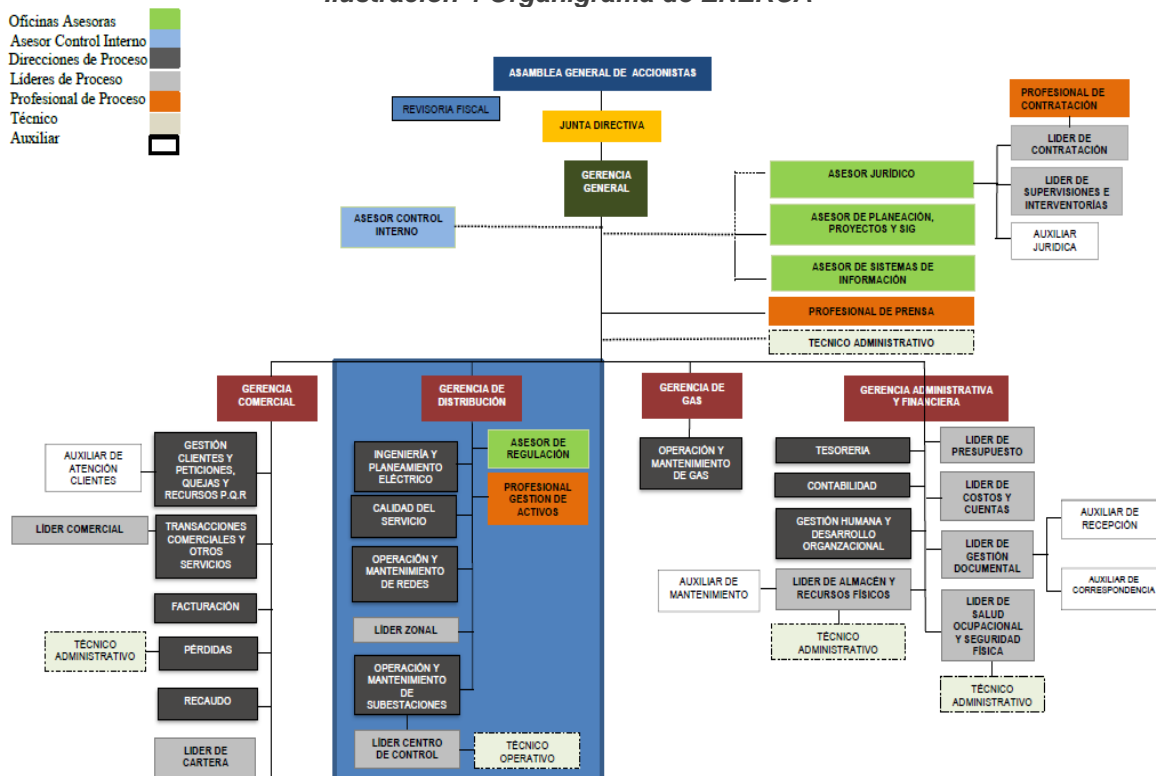
Fuente: Enerca

3.1.1. Organigrama de la empresa

De este organigrama es importante resaltar la presencia de dos puestos que son parte fundamental del proceso de mejora del operador en evaluación, como son: El Asesor de regulación del cual Enerca aclara que, aunque esta posición se define bajo la autoridad de la gerencia de distribución, el profesional trabaja de manera transversal en todas las áreas y su ubicación en el organigrama obedece a manejo financiero al interior de la empresa. Profesional que se evidenció revisa y articula con las diferentes áreas de la empresa, las propuestas normativas que son publicadas por las diferentes autoridades administrativas, emitiendo los comentarios pertinentes, y el otro es el profesional de gestión de activos, puesto que fue creado a partir del proceso de trabajo interno que conllevó la revisión y estructuración para aprobación de cargos de Enerca ante la CREG, en cumplimiento de lo establecido por la resolución CREG 015 de 2018, y que ha dado como resultado la incorporación de un grupo de dos (2) profesionales más, que tienen como objetivo recopilar la información de la totalidad de los activos del sistema eléctrico de Enerca, garantizando que todo activo que se reponga o incorpore sea relacionado

en la base de activos de la empresa. Así mismo, que las hojas de vida de los equipos sean debidamente diligenciadas y actualizadas.

Ilustración 4 Organigrama de ENERCA



Fuente: Enerca

Ahora bien, en cuanto al personal de mantenimiento, su distribución esta sobre cuatro (4) zonas geográficas que son manejadas por Enerca, como son: Zona Norte, Zona Centro I, Centro II y Sur, conformado en su gran mayoría por personal tercerizado.

Dentro de este último grupo, se informó por parte de Enerca que tienen dos contratos de mantenimiento con dos empresas diferentes las cuales atienden dos zonas cada una. la distribución es: Norte - Centro 1 que cuenta con 6 cuadrillas de camioneta, 2 cuadrillas de poda y 32 motorizados, y Sur- Centro 2 que cuenta con 6 cuadrillas de camioneta, 2 cuadrillas de poda y 28 motorizados; los turnos se manejan de 6 am a 10 pm y de 10pm a 6 am y los fines de semana trabaja la mitad del personal.

3.2. DESCRIPCIÓN DE LA INFRAESTRUCTURA DE LA PRESTACIÓN DEL SERVICIO

3.2.1. Diagrama unifilar

El mercado de comercialización de energía eléctrica y las redes de energía asociada a este, se encuentran localizadas principalmente dentro del departamento de Casanare, con una presencia tenue en el departamento de Meta, municipio de Barranca de Upía.

Ilustración 5: División política del departamento del Casanare



Fuente: Enerca

La infraestructura eléctrica de Enerca, está conformada por redes en el STR y SDL localizadas principalmente en el departamento de Casanare, y con algunos activos en los departamentos de Boyacá y Meta. Su operación está subdividida en cuatro zonas denominadas: zona norte, zona centro 1, zona centro 2 y zona sur, las cuales se detallan a continuación (tabla 9)

Tabla 9 Zonas de división de operación técnica por municipio

ZONA	MUNICIPIOS
NORTE	Paz de Ariporo; Poré; La Salina; Sácama; Támara; Trinidad; Hato Corozal; San Luis de Palenque; Orocué.
CENTRO I	Yopal; Nunchía; Norte Orocué.
CENTRO II	Aguazul; Maní; Recetor y Chameza.
SUR	Villanueva; Monterrey; Barranca de Upía (Meta); Tauramena; Sabanalarga

Fuente: Enerca

El sistema cuenta con varios puntos de conexión al Sistema Interconectado Nacional a nivel de 115 kV en las Subestaciones Paz de Ariporo, Yopal, Aguazul y Agua Clara, las cuales se muestran en las Ilustraciones 3 y 4, las cuales son atendidas por operadores las 24 horas del día.

Ilustración 6 Diagrama unifilar ENERCA – Red a nivel del STR

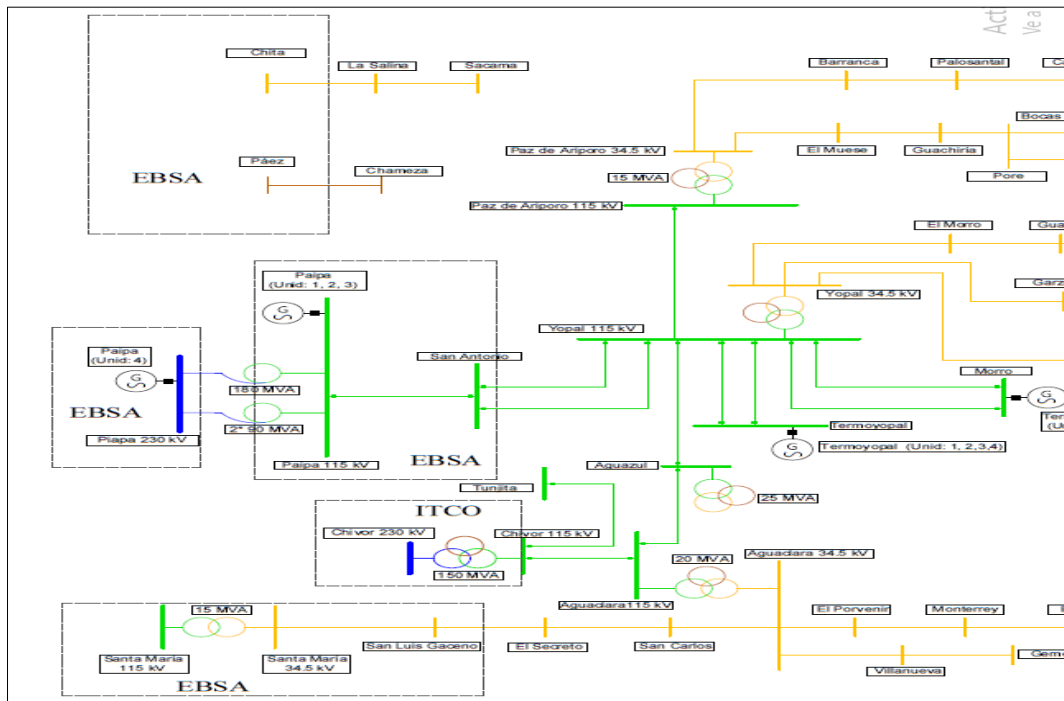
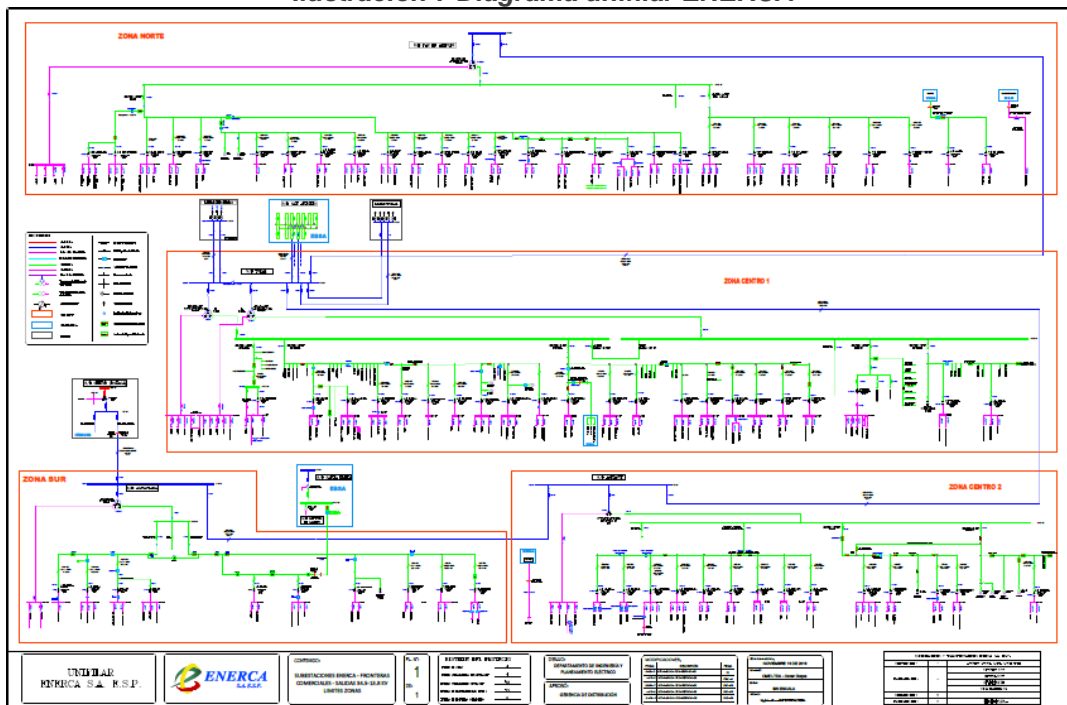


Ilustración 7 Diagrama unifilar ENERCA



Fuente: Enerca

El diagrama unifilar presentado por Enerca reporta como última fecha de actualización el día 19 de noviembre de 2019, sobre este se evidencia la falta de longitudes y calibres de varios circuitos, tal como lo establece el Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas -RETIE, condición frente a la cual Enerca informa al respecto que se está trabajando en el levantamiento de esta información.

3.2.2. Subestaciones

De acuerdo con la información suministrada por la gerencia de distribución del prestador, el sistema eléctrico de Enerca está conformado por 78 subestaciones, de las cuales una (1) de las mismas está localizada en el departamento del Meta, distribuidas en los niveles de tensión II, III y IV. Cantidad que discrepa de lo presentado por el Auditor Externo de Gestión de Resultados – AEGR en su informe de evaluación del año 2019, donde se relacionan un total de 68 subestaciones (cifra que además es diferente de la expuesta por la firma Auditora externa en el año 2018, donde se relacionaron un total de 72 subestaciones).

De igual forma, como ya se había mencionado Enerca tiene activos que se ubican y conectan con sistemas en otros departamentos, como son las subestaciones en el departamento de Boyacá como son: San Antonio, Páez, Chita, San Luis de Gaceno y Chivor, esta último de propiedad de INTERCOLOMBIA, las demás de propiedad de la Empresa de Energía de Boyacá – EBSA.

Enerca cuenta con seis subestaciones atendidas que son:

- Subestación Yopal 115/34.5/13.8 kV.
- Subestación Paz de Ariporo 115/34.5/13.8 kV.
- Subestación Aguazul 115/34.5/13.8 kV.
- Subestación Aguaclara 115/34.5/13.8 kV.
- Subestación Héroes 34.5/13.8 kV.
- Subestación Ciudadela 34.5/13.8 kV.

Las restantes subestaciones se categorizan como no atendidas y se manejan en los niveles de tensión II y III, con relación de transformación 34.5/13.8 kV. Para las subestaciones no atendidas respecto a los sistemas contra incendio Enerca manifestó que se cuenta con detección automatizada, pero que la extinción en caso de requerirse es manual y se coordina con el personal de vigilancia y las cuadrillas y/o motorizados de la zona respectiva

En el siguiente cuadro se muestra la información de los usuarios asociados a cada subestación:

Tabla 10. Relación de número de usuarios por Subestación.

Subestación Eléctrica	Número de usuarios	Subestación Eléctrica	Número de usuarios
GARZON	1418	CANDELARIA	733
AGUACLARA 115 kV	755	CARRASTOL	362
AGUAZUL 115 kV	9858	CHAMEZA	39
ALEMANIA	84	CHARTE	474
ALGARROBO	627	CHIRE	628
ALTAMIRA	344	CIUDEDELA	17050
ATALAYAS	533	CUPIAGUA	344
BARRANCA DE UPIA	1881	EL CAUCHO	220
BELGRADO	598	EL GUAMAL	106
BOCAS DE PORE	141	EL MORRO	728

Subestación Eléctrica	Número de usuarios
EL MUESE	131
EL SECRETO	1284
GEMELOS	717
GUACHIRIA	187
GUAFILLA	48
GUAYAQUE	147
HATO COROZAL	2321
HEROES	10459
IGUAMENA	196
INDEPENDENCIA	19
LA CALCETA	758
LA ESPERANZA	408
LA NEVERA	249
LA PLATA	334
LA SALINA	333
LA TURUA	522
LA Y SAN PEDRO	106
MANÍ	4137
MARAURE	101
MIRALINDO	2
MONTERRALO	197
MONTERREY	5541
MORICHAL	1072
NIATA	479
NUNCHÍA	759
OROCUÉ	2086
PAEZ	604
PALOSANTAL	191
PALOSOLO	182
PATIMENA	175
PATIOS - LA PERAL	198

Subestación Eléctrica	Número de usuarios
PAZ DE ARIPORO	9041
PIÑALITO	51
PIRICHIGUA	13
PLAYON	233
PORE	2373
QUEBRADA SECA	200
RAIZAL	29
RECETOR	258
RINCÓN HONDO	635
SÁCAMA	566
SAN ANTONIO- EL TALADRO	210
SAN BENITO	194
SAN CARLOS	131
SAN JOSÉ DE BUBUY	671
SAN LUIS DE GACENO	145
SAN LUIS DE PALENQUE	1506
SURIMENA	72
TABLÓN DE TÁMARA	90
TÁMARA	1100
TAURAMENA	6716
TILODIRÁN	467
TOCARIA	1548
TRINIDAD	3065
UNETE	32
UPAMENA - LA COLINA	127
VILLANUEVA	10656
YOPAL	30468
YOPITOS	186
No especificado	585
Total usuarios	142.234

Fuente: Elaboración propia sobre datos suministrados por Enerca

3.2.3. Circuitos

En el inventario de circuitos de distribución, se reportó un total de 237 circuitos en los niveles de tensión II y III, cifra que concuerda con los datos reportados al SUI. De los citados circuitos se encontró que:

- El 95% de los mismo atienden un total de 142.234 usuarios.
- El 26 % no presenta la información del calibre.

- La longitud total de redes es de 5873.5 km de red, con valores que varían desde 1 metro hasta 188.728 km para el circuito 15365 que sale de la SE Yopal.

Ahora bien, al revisar el informe cargado y certificado al SUI por el Auditor Externo de Gestión de Resultados de Enerca para el año 2019, se muestran cifras menores en cuanto al número de circuitos, de tan solo 176 circuitos. Situación que llama la atención de esta Superintendencia, ya que dentro del procedimiento que generalmente adelantan las firmas auditoras antes de proceder a entregar el informe final es hacer una reunión de socialización de dicho informe.

3.2.4. Transformadores de distribución

De acuerdo con la información reportada por Enerca, en su sistema existe un total de 7.510 transformadores de distribución conectados en 225 circuitos, sin que se conozca la fecha de puesta en servicio de alguno de ellos. Ahora bien, al revisar la información del formato 5 certificada por Enerca en el SUI, se tiene que a lo largo del 2019 se reportó información de 7481 diferentes transformadores con variaciones significativas entre mes y mes como se listan a continuación:

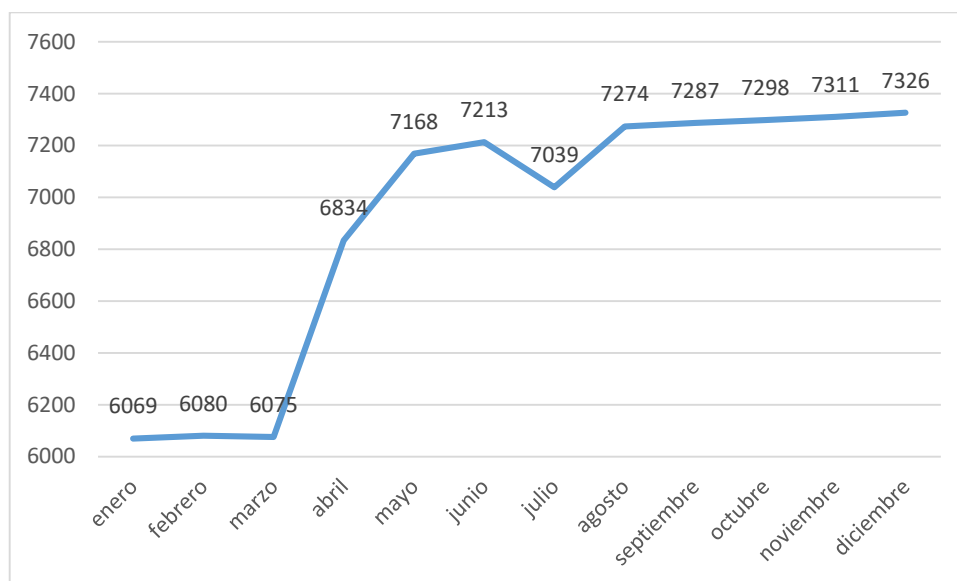
Tabla 11 Relación de número de transformadores reportados en el formato 5 del SUI por Enerca en 2019

Mes	No. de transformadores reportados en el formato 5 del SUI
enero	6069
febrero	6080
marzo	6075
abril	6834
mayo	7168
junio	7213
julio	7039
agosto	7274
septiembre	7287
octubre	7298
noviembre	7311
diciembre	7326

Fuente: Elaboración propia con datos del SUI

En donde se destaca especialmente el incremento de marzo a abril, donde hubo un incremento de 759 transformadores.

Gráfica 10. Comportamiento cantidad de transformadores por mes año 2019



Fuente: Elaboración propia con datos del SUI

De igual forma, es importante indicar que a partir de las quejas allegadas por varios usuarios ante esta Superintendencia con relación a las demoras significativas por parte de Enerca para el restablecimiento del servicio público de energía eléctrica, se indaga acerca de las causas en las demoras para el restablecimiento del servicio a los mismos, encontrando que estas se deben principalmente a la quema continua de transformadores en zonas rurales, al punto que para diciembre 31 de 2019 Enerca reportó que el número de transformadores quemados fue de 430 unidades, con tiempos muy amplios para su reposición en algunos casos. De donde queremos resaltar lo siguiente:

- El 26% de los transformadores quemados en el año 2019, continúan sin ser cambiados.
- Un 3% de los mismos, tardaron más de un año para solucionar su condición.
- La quema de dichos activos afectó a una cantidad superior a 8.000 clientes. Que en su gran mayoría son usuarios rurales.

Con relación a esta condición Enerca expuso que la demora se debió a la falta de un stock de transformadores para cambio, y el no poder contar con un contrato permanente de reparación de transformadores. Situación que al parecer ya fue solventada.

De igual forma, por parte de la SSPD se invitó a Enerca a efectuar los esfuerzos necesarios que les permita contar con un mejor esquema de protección de puesta a tierra, como se ha evidenciado en otros operadores de red.

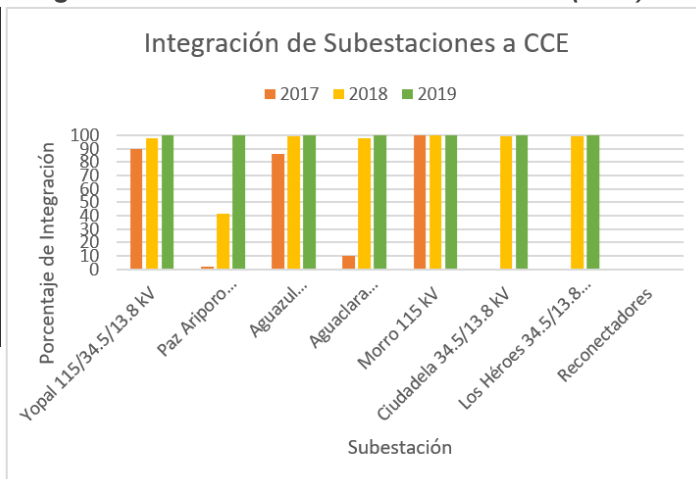
3.2.5. Centro de control

El Centro de Control de Enerca (CCE en adelante), es una edificación de dos pisos ubicada en la subestación Yopal, donde se realiza el monitoreo, control y operación de una parte del sistema eléctrico del mencionado operador, el cual fue puesto en operación en noviembre del año 2016.

De acuerdo con lo informado por Enerca actualmente tiene supervisión y control sobre las subestaciones de Alta tensión que se muestran en la ilustración 8 y que su sistema cuenta con arquitectura redundante.

Ilustración 8 Subestaciones integradas al Centro de Control de ENERCA (CCE)

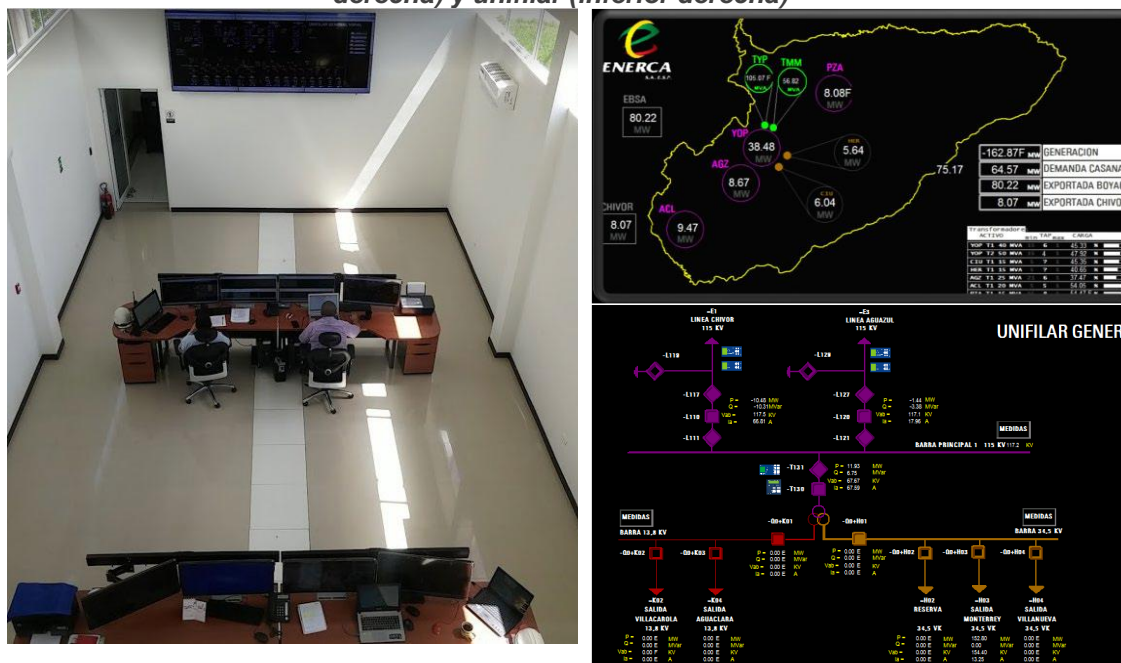
SUBESTACION	2017	2018	2019
Yopal 115/34.5/13.8 kV	90	98	100
Paz Ariporo 115/34.5/13.8 kV	2	41,9	100
Aguazul 115/34.5/13.8 kV	86	99	100
Aguaclara 115/34.5/13.8 kV	10	98	100
Morro 115 kV	100	100	100
Ciudadela 34.5/13.8 kV	0	99	100
Los Héroes 34.5/13.8 kV	0	99	100
Reconectores	0	0	



Fuente: Enerca

En la ilustración 9 que se muestra a continuación podemos ver una fotografía de la planta del CCE junto con un par de visualizaciones que se tienen disponibles del sistema.

Ilustración 9 Detalle planta del CCE (izquierda) y detalle visualización por zonas (superior derecha) y unifilar (inferior derecha)



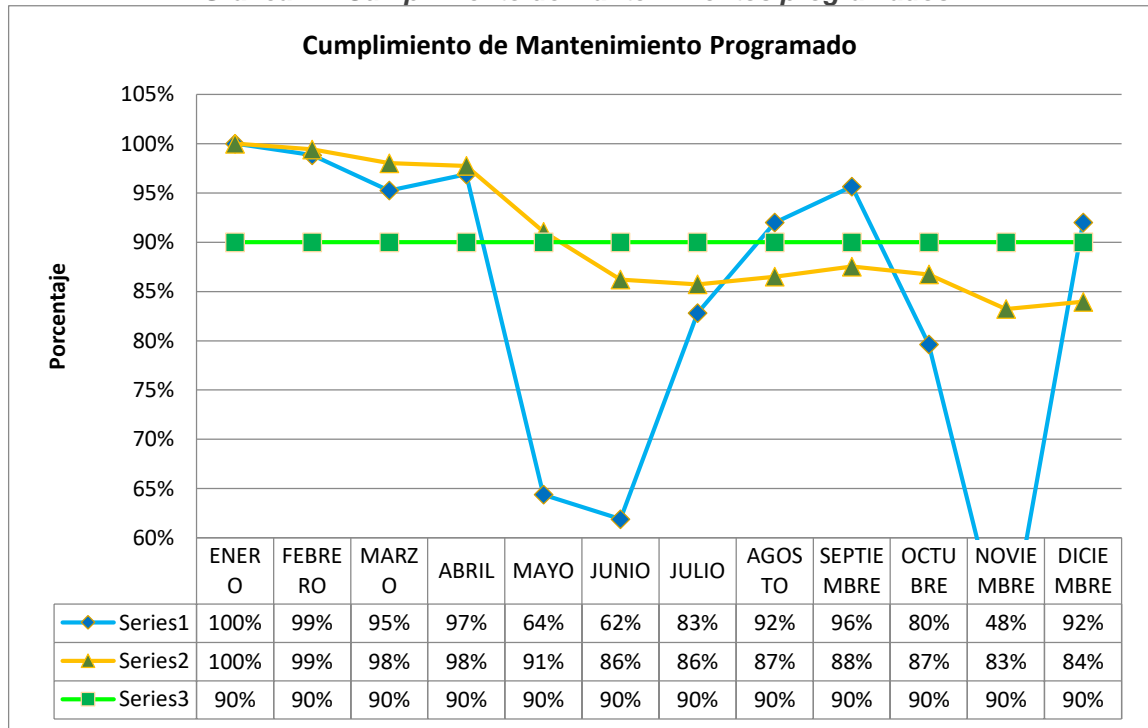
Fuente: Enerca

3.2.6. Mantenimiento de redes y subestaciones

Parte de la política de mantenimiento que viene incorporando Enerca a su sistema de distribución se fundamenta en el conocimiento de la totalidad de su sistema, desde el momento de la incorporación de un activo al mismo, las indisponibilidades que estos presentan y los mantenimientos realizados a los mismos, información consignada en el sistema de gestión de activos que viene siendo trabajado como ya se mencionó, y que por ahora es llevado en un archivo en Excel, con el objetivo que un futuro no muy lejano sea trabajado en una herramienta especializada para tal oficio.

Respecto al seguimiento de los mantenimientos realizados, Enerca maneja indicadores sobre los mantenimientos programados definiendo como estándar mínimo de cumplimiento el 90 %, sobre los mismos se evidencia que para los meses de mayo, junio, julio, octubre y noviembre de 2019 se presentaron porcentajes de cumplimiento por debajo de su estándar teniendo como valor más bajo el cumplimiento del mes de noviembre que fue de 48 %. Condición que según se informó, fue causada por la época invernal que se vivió principalmente hacia el 3 trimestre del año 2019.

Gráfica 11. Cumplimiento de mantenimientos programados



Fuente: Enerca

En lo que respecta al archivo de Programa Anual de Reposición y Remodelación de Subestaciones, que se remitió por parte de Enerca, se adelantó una retroalimentación sobre la información contenida en el mismo, ya que para un futuro cuando se ingrese al es quema de calidad de la resolución CREG 015 de 2018, solo deberán ser incluidos los trabajos de reposición y modernización de subestaciones, que son los excluidos por la regulación y no los mantenimientos que se adelanten sobre circuitos o subestaciones, tal como se evidenció venía siendo realizado.

3.2.7. Presupuesto - Operación y mantenimiento

Las vigencias 2018 y 2019 se encuentran dentro de los periodos con mayor nivel de inversión de la empresa en los últimos cinco (5) años, con valores \$ 21.665.385.991 en el año 2018 y de \$ 34.398.103.028, en su gran mayoría distribuida a entre proyectos de operación y mantenimiento.

Del año 2019, se destacan los proyectos: i) Optimización de redes de distribución con tecnología de redes inteligentes, y equipos de control automático con elementos de corte y maniobra en circuitos 34.5 kV y 13,2 kV con comunicación al centro de control de la empresa de energía de Casanare y, ii) adquisición, montaje, implementación e integración al centro de control de equipos de potencia operados por Enerca SA ESP en el STR del departamento de Casanare, los cuales representaron el 60% del monto total de ese año. Inversiones que, si bien estaban enfocadas a cumplir con lo dispuesto por la resolución CREG 015 de 2018, no fue suficiente, ya que a cierre de diciembre de 2019 el prestador no había cumplido con los requerimientos de la citada resolución.

Para el caso de la cuenta de operación y mantenimiento del sistema eléctrico, se presentó un aumento del 21%, que equivalió a un valor adicional de \$ 3.293.757.288. Condición que, al ser evaluada a profundidad, se vio reflejada en una mejora de la calidad del servicio tanto de los indicadores DES como FES.

3.3. SOLICITUDES DE CONEXIÓN DE PROYECTOS DE GENERACIÓN AL SDL Y STR DE ENERCA

Dentro del proceso de evaluación a la información solicitada sobre este tópico, se encontró que:

No existe un control estructurado a los proyectos de conexión de Auto Generación a Pequeña Escala – AGPE, que estaban en funcionamiento antes de la entrada de la resolución CREG 030 de 2018. A manera de ejemplo se dieron las siguientes situaciones: i) No se encontraron datos relacionados con solicitudes de conexión de AGPE, lo que llevó a solicitarle al prestador remitir una relación de estas, donde se incluya no solo los proyectos que hayan sido presentados ante Enerca por una solicitud, sino también aquellos que haya encontrado en su labor de verificación y seguimiento a la red. Lo que llevó a recordarles lo establecido por la citada resolución con relación a la obligación que tiene los usuarios de informarles acerca de sistemas que estén en funcionamiento antes del mes de marzo de 2018.

Dentro del proceso de revisión se mostró un caso de una conexión de un AGPE conectado al sistema que además de generar afectaciones acerca del FP de la red, y encontrarse que el dueño de la conexión no había informado de la misma a la empresa, ésta no adelantó acciones conminando al infractor. Se requiere que por parte de Enerca remita copia de dicho caso, y se demuestre las acciones que adelantará, toda vez que se puede convertir en una condición de peligro para la operación y mantenimiento del sistema.

A causa del gran número de solicitudes de conexión y de proyectos de generación conectados a este sistema, éste se ha convertido en un mercado netamente exportador de energía, ya que la demanda de su mercado interno es mucho menor que la energía

producida por todas las plantas de generación que hay en su sistema. Factor que lleva este sistema a un nivel alto de congestión en sus redes.

Enerca ha tenido varios inconvenientes con algunos de los proyectos de generación conectados a su sistema a causa de no haber contemplado el reconocimiento de las pérdidas que se incrementan con la conexión de los mismos, lo que llevó a incluir en su procedimiento de solicitud de conexión de proyectos de generación, como análisis adicional a los análisis de flujos del sistema, el posible impacto que a nivel de pérdidas se pueda generar, con el fin de que este sean tratadas en la negociación del contrato de conexión.

Un porcentaje superior al 80% de los proyectos conectados, y de las solicitudes de conexión de proyectos de generación, corresponden a proyectos de generación térmicos.

3.4. CUMPLIMIENTO RETIE

3.4.1. Registro de accidentes de trabajo

La ARL reporta un único accidente durante el 2019, declarando para Enerca una tasa de accidentalidad del 0.46 %.

No se reportó información acerca de los servicios de mantenimiento ya que estos se encuentran tercerizados, sin embargo, Enerca aclara que dentro de los requisitos de contratación de esas firmas externas se les exige contar con supervisores de seguridad industrial y salud ocupacional en campo, que evalúe constantemente los equipos de mantenimiento, verifique el estado de los Elemento de Protección Personal EPP y la forma de intervención en la red. Dichos equipos de seguridad si bien no acompañan todas y cada una de las actividades, hacen verificaciones de forma rotativa cubriendo de manera aleatoria la operación.

Trabajo que además es supervisado de forma aleatoria por personal del área de seguridad en el trabajo de Enerca.

3.4.2. Accidentes de origen eléctrico

Enerca emite certificación declarando que para las vigencias de 2018 y 2019 no se presentaron accidentes de origen eléctrico, sin embargo en una revisión inicial se encontró por ejemplo que en diciembre 4 de 2019 murió un menor de 12 años electrocutado en Orocué (link de la noticia: <https://prensalibrecasanare.com/judicial/35709-niso-muriu-electrocutado-en-orocuy.html>).

Al respecto, se le consulto a personal del área indicando que dicho accidente se había reportado en el primer trimestre de 2020, lo cual fue desvirtuado durante el ejercicio de vigilancia virtual realizado, ya que al consultar el reporte de Enerca del año 2020 al SUI, no se evidenció dicho registro. Lo cual, muestra que al parecer la empresa no está haciendo el debido registro de los accidentes de origen eléctrico.

Enerca pregunta acerca de las medidas tomadas por la empresa dirigidas a prevenir y evitar futuros accidentes, a lo que la SSPD recomienda el uso de cuñas publicitarias y campañas de concientización de riesgo eléctrico en escuelas y la comunidad.

3.4.3. Traslado de redes

Siendo este uno de los problemas que más afectan a las empresas de distribución de energía eléctrica a nivel nacional, al indagar al prestador sobre este punto particular de respeto de distancias de seguridad, se encontró que éste desarrolla una labor semestral de oficiar a las oficinas de planeación, con el fin de recordarles las obligaciones que el mismo RETIE les manda. Lo cual se le reconoce, como una muy buena práctica de gestión del riesgo, ya que ha llevado a que en el momento en que se detecte una posible violación a las distancias de seguridad, se le recuerda a la autoridad municipal competente de las comunicaciones enviadas y la responsabilidad de este sobre el presunto incumplimiento.

3.4.4. Tensiones de paso y contacto, mediciones de resistencia del sistema de puesta a tierra y de campos electromagnéticos

En cumplimiento a lo establecido por el RETIE a través de los artículos 15.1 Requisitos Generales del sistema de puesta a tierra y 14^o. Campos electromagnéticos, se validó con ENERCA si realiza las mediciones de tensiones de paso y contacto, mediciones de resistencia del sistema de puesta a tierra y de campos electromagnéticos, encontrando que el prestador hace únicamente mediciones de puesta a tierra.

En la información remitida se evidencia que no se tiene información para la totalidad de las subestaciones, la SSPD solicita al Enerca información acerca de los equipos empleados para las mediciones y sus certificados de calibración correspondientes, los cuales cumplen con las debidas certificaciones.

Enerca reporta mediciones de puesta a tierra en 32 de sus 77 subestaciones, es decir, para el 42 % de sus subestaciones aproximadamente. De las medidas se tiene que sólo la mitad (16 de ellas) cumplen el criterio de tener una resistencia menor a 10 Ω ; las subestaciones Morichal, Surimena y Hato Corozal presentan mediciones de 73.5, 40.7, y 91.2 Ω respectivamente las cuales se consideran altas respecto al límite establecido, la subestación Algarrobo presenta una condición crítica que se recomienda revisar ya que la última medición reporta un valor de resistencia de puesta a tierra 4700 Ω .

En la siguiente tabla se presentan las últimas mejoras de puesta a tierra en las subestaciones de Enerca:

Tabla 12 Relación de número de transformadores reportados en el formato 5 del SUI por Enerca en 2019

Subestación Eléctrica	Medida inicial [Ω]	Fecha mejoramiento	Medida luego de mejoramiento [Ω]
CHAMEZA	44.1	8/05/2020	4.77
LA CALCETA	24.600	13/05/2020	6.610
MUESE	168.800	21/08/2020	16.250

NUNCHIA	96.300	26/06/2020	17.000
VILLANUEVA	37.800	3/07/2020	7.600
GUACHIRIA	42.500	27/05/2020	12.600
LOS GEMELOS	22.630	9/07/2020	3.600

Fuente: SUI

Respecto a la pregunta de si las Subestaciones cuentan con certificación RETIE, Enerca informa que esta se tiene solo para las SE más recientes.

3.5. CALIDAD DEL SERVICIO

3.5.1. Incumplimientos a la Resolución CREG 070 de 1998

Enerca es una empresa que no ha dado cumplimiento a las disposiciones definidas en las resoluciones CREG 097 de 2008 y la resolución CREG 015 de 2018, situación que la lleva a continuar midiendo su calidad del servicio de acuerdo con los lineamientos de la resolución CREG 070 de 1998, la cual estableció unos límites máximos para los indicadores de duración y frecuencia, DES y FES, que finalmente fueron ajustados resolución CREG 103 DE 2004, así

Tabla 13. Límites Indicadores DES y FES – Resolución CREG 103 de 2004

GRUPO	DES (horas)				FES			
	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4	Trimestre 1	Trimestre 2	Trimestre 3	Trimestre 4
1	2.75	2.75	2.75	2.75	6	6	6	8
2	4.75	4.75	4.75	4.75	11	11	11	11
3	7.25	7.25	7.25	7.25	12	12	12	15
4	9.75	9.75	9.75	9.75	14	14	14	16

Fuente: CREG - Resolución CREG 103 de 2004

El sistema de Enerca cuenta con circuitos en los grupos de calidad 2, 3 y 4, discriminados de la siguiente manera:

Tabla 14. Relación de Circuitos por grupo de calidad.

GRUPO	2	3	4
CANTIDAD	24	53	158

Fuente: SUI

De los cuales se encontró el siguiente nivel de incumplimiento a las metas año de los citados indicadores.

Tabla 15. Cantidad de circuitos con incumplimiento a la resolución CREG 103 de 2004

	GRUPO DE CALIDAD 2	GRUPO DE CALIDAD 3	GRUPO DE CALIDAD 4
DES	2	18	35
FES	0	12	41

Fuente: SUI

De la tabla anterior es importante exponer que el 23% de los circuitos tuvieron incumplimientos al indicador DES y el 27% de los mismos al indicador FES, lo cual es claramente un incumplimiento regulatorio por parte de Enerca.

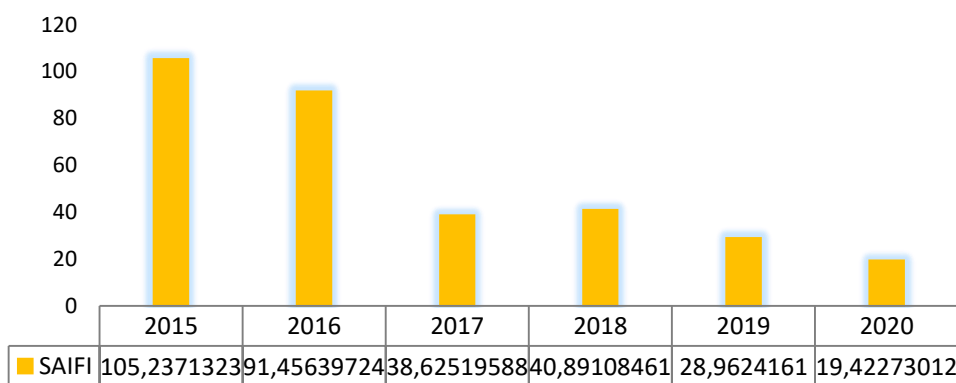
Así mismo, de la evaluación a la información reportada al SUI por el prestador llama la atención que existen un total de 29 circuitos en los que se registran un total de 0 horas de duración de interrupción en el año de los cuales el 34% de los mismos parecen haber entra en funcionamiento hacia el último trimestre de la vigencia 2019, y un 13% de los circuitos registran 0 veces de frecuencia de interrupciones.

3.5.2. Cálculo de indicadores SAIDI y SAIFI

El prestador demuestra la gestión que viene adelantando desde el año 2015, la cual ha llevado una disminución considerable tanto en el número de interrupciones como en la frecuencia de estas.

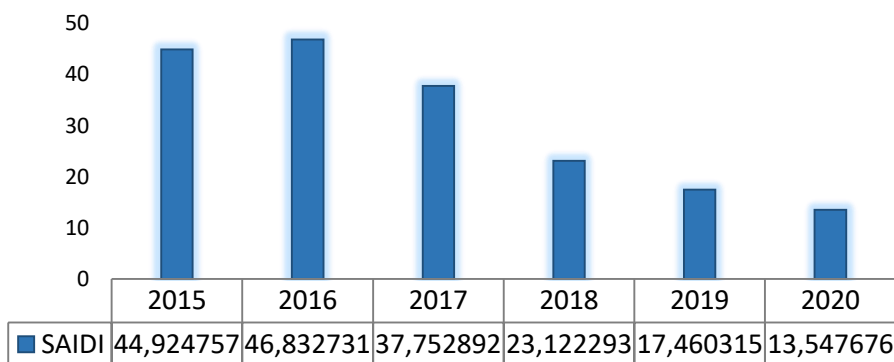
De acuerdo con lo evidenciado, las metas regulatorias que se establecen en la resolución CREG 015 de 2018, con un año base 2016, el prestador ya estaría casi cumplidas a cierre del año 2019, factor que llama la atención de esta Superintendencia a causa del salto tan significativo evidenciado en el indicador SAIFI, entre el año 2016 y 2017, pasando de 91,4 a 38,6 veces año, tal como se muestra a continuación.

Gráficas 12. Comportamiento de los indicadores SAIFI



Fuente: Enerca

Gráficas 13. Comportamiento de los indicadores SAIDI



Fuente: Enerca

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

Se observa con preocupación por parte de la SSPD que, si bien se demuestra avance para el ingreso al esquema de la resolución CREG 015 de 2018, es posible que solo hasta finales del año 2021 se estaría ingresando al esquema de calidad establecido por la citada resolución. Condición que nada favorece a Enerca, ya que tiene un retraso en la implementación del anterior esquema de calidad (resolución CREG 097 e 2008) que se termina agudizando con lo establecido por la resolución CREG 015 de 2018.

El nivel de avance de algunos de los requerimientos más significativos del nuevo marco regulatorio de calidad del servicio es el siguiente:

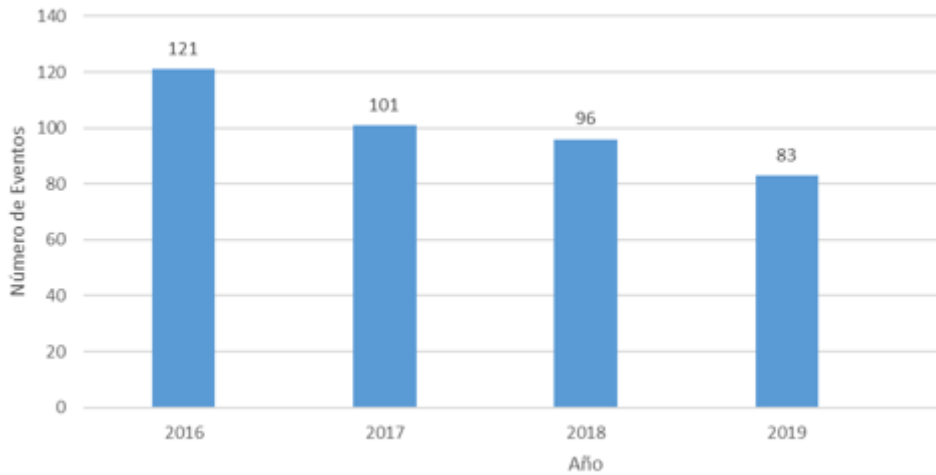
- Vinculación cliente – transformador: A pesar de haberse logrado un nivel de vinculación del 90% al cierre del año 2018, la falta de un trabajo bien articulado a llevado que el nivel de cumplimiento haya llegado a tan solo un 83%.
- Contar con un Sistema de Gestión de la Distribución, DMS, compuesto mínimo con un sistema SCADA, un sistema GIS y un Servicio de Atención Telefónica con interfaz a los dos sistemas anteriores: Este es uno de los puntos que mayor avance tiene. Dentro de los puntos que han generado dificultad, se encuentra la ubicación de algunas subestaciones ya que pueden presentar fallas de comunicación.
- Contar con Equipos de corte y maniobra tele medidos instalados en cabecera de circuito: Este es uno de los puntos sobre los cuales Enerca ha dispuesto mayor cantidad de recursos, el 42% de los recursos del año 2019 se destinó para compra de equipos de corte. Dinero que aún se queda corto para poder cubrir un sistema compuesto por 237 circuitos.

Para los demás requerimientos, es decir: 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 y El OR debe dar permisos al LAC para tener acceso directo a la base de datos de interrupciones registradas en el Sistema de Gestión de la Distribución, además de la implementación del segundo y tercer equipo de tele medición, de corte y maniobra y telecontrolado, el prestador viene trabajando haciendo uso de los recursos mencionados en el numeral 3 (\$14.578.578.722) con el fin de tratar de ingresar al esquema de la resolución CREG 015 de 2018.

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

Al respecto el prestador ha tenido un comportamiento a la mejora en cuanto el número de eventos presentados en el STR.

Gráfica 14. Relación de eventos en el STR



Que deberá tratar de seguir disminuyendo, ya que el impacto a nivel de continuidad a los usuarios y de ingresos por cargos por uso de los activos causantes, traen serias afectaciones a los ingresos de la compañía, ya que además de las penalizaciones por indisponibilidad, su naturaleza constitutiva con una participación mayoritaria de la gobernación minimiza sus ingresos por cargos debido a que una parte de sus activos son de propiedad pública.

3.5.5. Proyectos de inversión

No se hicieron observaciones sobre este punto. El prestador expuso como se ha fortalecido su sistema a nivel de 115 kV, y los proyectos que se están trabajando para la interconexión con el departamento del Vichada.

3.5.6. Plan de inversiones y pérdidas

Se consultó al prestador acerca de la metodología usada para la construcción del PI y PP. Se nos informa que se desarrolló por medio de una consultoría con apoyo de personal de la ESP. Proceso del cual nace el área que hoy lidera el profesional de gestión de activos.

Gran parte de este se enfocó a inversiones que permitiesen cumplir con lo establecido por la resolución CREG 015 de 2018, en cuanto a calidad y pérdidas. A cierre del año 2019 el prestador solo había recibido solicitud de aclaración de algunos puntos incluidos en el PI, sin que se haya dado la aprobación de cargos.

3.5.7. Pólizas de aseguramiento

El prestador demostró que tiene un conjunto de pólizas enfocadas a la protección de los activos más relevantes de su sistema, en su gran mayoría a nivel de 115 kV.

3.5.8. Calidad de la potencia

La Resolución CREG 024 de 2005 en su artículo tercero, establece lo siguiente:

“(...) ARTÍCULO 3o. Equipos de medición. Los equipos de medición a usar, para medir la Calidad de la Potencia, son los reconocidos en la Resolución CREG 082 de 2002, así:

Unidad constructiva CCS9: Sistemas de Medida y Calidad (Equipos de Registro de Calidad de Potencia y sistema de procesamiento). Equipo “Unidad de adquisición de datos”, reconocido, entre otras, en las unidades constructivas N2S1 a N2S6, N2S8 a N2S12, N2S15 a N2S18, N3S1 a N3S16, N3S19, N3S20 y N4S1 a N4S18.

Los equipos de medición a utilizar deben al menos, respecto a la calidad de la potencia:

Medir el indicador THDV, de acuerdo con el Estándar IEEE 519 (1992), para el barraje.
Medir la relación entre el voltaje de secuencia negativa y el voltaje de secuencia positiva ($V(2) / V(1)$) para el barraje.

(...)”

De la información remitida por Enerca se tiene la relacionaron equipos con medición de potencia para las subestaciones Aguaclara, Yopal, Ciudadela, Paz de Ariporo y Aguazul

Tabla 16. Relación de equipos medidores de potencia por subestación

Subestación	Nivel de tensión	Número de equipos	UC relacionada
Aguaclara	2	3	N2EQ34
	3	3	N3EQ14
	4	1	N4EQ4
Yopal	2	6	N2EQ34
	3	4	N3EQ14
	4	3	N4EQ4
Ciudadela	2	2	N2EQ34
Paz de Ariporo	2	3	N2EQ34
	3	3	N3EQ14
Aguazul	2	3	N2EQ34
	3	3	N3EQ14
	4	1	N4EQ4

Fuente: Enerca

En general de la información remitida por Enerca se evidencia falta de información de las fechas y vigencias de los certificados de calibración de los equipos para el año 2019. Adicional a los equipos de las subestaciones se tienen seis equipos portátiles para evaluación de la CPE.

Si bien con los equipos listados en la tabla 16 y según la información aportada por Enerca en la visita, se puede hacer seguimiento al cumplimiento de los límites de tensión y el seguimiento de la potencia en el sistema desde el centro de control. No se evidencian procedimientos ni seguimientos a la calidad de potencia del sistema de Enerca.

4. ASPECTOS COMERCIALES

Se analizan los aspectos comerciales de la empresa relacionados con número de suscriptores, medición del consumo, instalación y cambios de medidores, cumplimiento de la factura de acuerdo con la Resolución CREG 108 de 1997, PQR, tarifas, subsidios y contribuciones, y cumplimiento al código de medida.

4.1. ESTRUCTURA DEL MERCADO

El mercado de Enerca para el año 2019 se encuentra compuesto en su mayoría por usuarios de estratos 1, 2, 3 y 4 con una participación del 89,6% respecto al total de sus usuarios, el restante 10,4% está conformado por usuarios industriales, comerciales y otros (provisionales, áreas comunes, alumbrado público, oficiales, acueducto).

Adicionalmente calculando la variación porcentual respecto al año anterior, se observa un incremento significativo en usuarios residenciales de estratos 2, 3 y 4 con 6,7%, 8,7% y 28,6% respectivamente, en general el número de usuarios residenciales para el año 2019 incremento en un 6,5%. En el tipo No Residencial, específicamente el uso comercial, se identifica que tuvo un incremento de 4,7% respecto al año anterior, los usuarios industriales y otros decrecieron en un 0,5% y 11,1% respectivamente, en términos generales para usuarios No residenciales se presentó un incremento del 6% en el año 2019.

Tabla 17. Suscriptores ENERCA S.A. ESP 2018 - 2019

ESTRATO/SECTOR	Usuarios prom. 2018		Usuarios prom. 2019		% Variación 2018 - 2019
ESTRATO 1	36.057	30,9%	36.984	29,9%	2,6%
ESTRATO 2	48.052	41,2%	51.285	41,5%	6,7%
ESTRATO 3	15.630	13,4%	16.994	13,8%	8,7%
ESTRATO 4	4.183	3,6%	5.380	4,4%	28,6%
ESTRATO 5	19	0,0%	22	0,0%	18,1%
ESTRATO 6	13	0,0%	14	0,0%	9,2%
Total residencial	103.954	89,2%	110.680	89,6%	6,5%
Comercial	10.371	8,9%	10.854	8,8%	4,7%
Industrial	188	0,2%	187	0,2%	-0,5%
Otros	2.013	1,7%	1.790	1,4%	-11,1%
Total No residencial	12.573	10,8%	12.832	10,4%	2,1%
TOTAL	116.527	100%	123.511	100%	6%

Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

4.2. MEDICIÓN DEL CONSUMO

De acuerdo con la información certificada en el SUI, Enerca reporta realizar estimación de consumos al 1,7% de sus usuarios, adicionalmente el 0,19% se encontraba sin medidor para el año 2019, estos indicadores se encuentran por debajo del promedio nacional.

Es pertinente resaltar que en los usuarios de estratos 1, 2, 4 y comercial, incrementó la estimación de consumo respecto al año anterior con 3,4%, 8%, 37,6% y 6,9%, respectivamente. Por otra parte, se aprecia una buena gestión por parte de la empresa para el año 2019 en la instalación de medidores, redujo en un 35% el número de usuarios sin medidor en todo su mercado respecto al año 2018.

Respecto a las causales de estimación, Enerca indica que las causales más recurrentes corresponden a: 1) inmuebles con impedimento a la toma de lectura (rejas, candados), 2) medidores dañados o en mal estado y 3) Inmuebles sin servicio, a estos últimos

usuarios no se les realiza cobro de energía. Estas causales han sido recurrentes en los municipios de Yopal, Aguazul, Villanueva, Tauramena y Paz de Ariporo.

Tabla 18. Medición del consumo ENERCA S.A. ESP 2018 - 2019

ESTRATO/ SECTOR	Usuarios prom. 2018			Usuarios prom. 2019			% Variación estimados	% Variación sin medidor	% Variación real
	ESTIMADO	SIN MEDIDOR	REAL	ESTIMADO	SIN MEDIDOR	REAL			
ESTRATO 1	538	112	35.407	556	85	36.343	3,4%	-24,2%	2,6%
ESTRATO 2	625	79	47.348	675	74	50.536	8,0%	-6,8%	6,7%
ESTRATO 3	206	6	15.415	177	2	16.815	-14,1%	-60,6%	9,1%
ESTRATO 4	140	8	4.035	193	3	5.185	37,6%	-61,6%	28,5%
ESTRATO 5	2	1	18	1	1	21	-40,0%	0,0%	18,0%
ESTRATO 6	5	0	10	3	0	11	-36,0%	0,0%	12,8%
Total residencial	1.516	206	102.233	1.605	165	108.911	5,9%	-19,8%	6,5%
Comercial	281	26	10.065	300	20	10.533	6,9%	-22,8%	4,7%
Industrial	15	1	171	10	1	176	-34,2%	-25,0%	3,0%
Otros	212	131	1.670	176	51	1.563	-17,0%	-61,3%	-6,4%
Total No residencial	508	159	11.906	486	72	12.272	-4,3%	-54,7%	3,1%
TOTAL	2.024	365	114.139	2.091	237	121.183	3,3%	-35,0%	6,2%

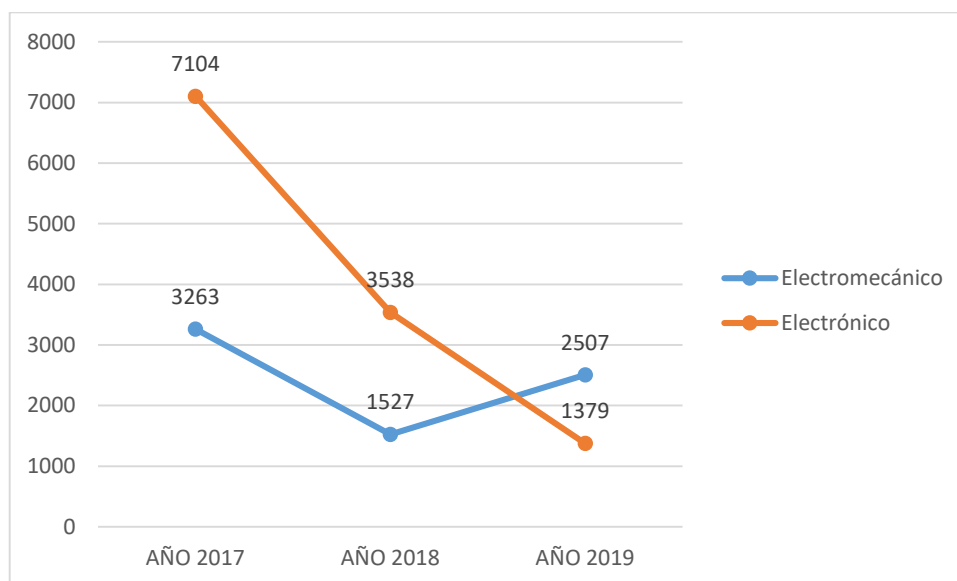
Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

4.3. INSTALACIÓN Y CAMBIO DE MEDIDORES

La empresa reporta haber instalado más de 10.000 equipos de medida (electromecánicos y electrónicos) durante el año 2017, sin embargo, este número decrece en el año 2018 en 51%, para el año 2019 continúa disminuyendo el número de medidores respecto al año anterior en un 23%. Por otra parte, en el año 2019 la empresa reporta haber instalado un total de 3.886 medidores de los cuales el 65% corresponden a medidores electromecánicos. Finalmente, Enerca menciona no haber instalado dispositivos con tecnología AMI durante el año 2019.

La instalación de estos dispositivos se encuentra en las áreas urbanas de la región, para usuarios residenciales, en los municipios de Yopal, Paz De Ariporo y Aguazul; por su parte, algunas áreas rurales de estratos 1, 2, 3 y 4, han sido objeto de la instalación de medidores durante 2017 y 2019 en los municipios de Hato Corozal, Nunchia, Paz De Ariporo y Tauramena.

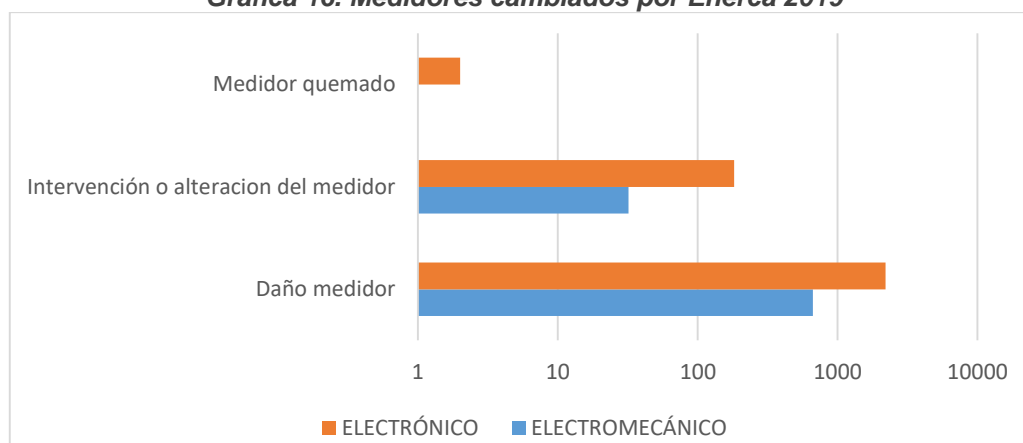
Gráfica 15. Medidores instalados por ENERCA 2017-2019



Fuente: Información ENERCA- Elaboración DTGE

Respecto al cambio de medidores, ENERCA ha presentado varios problemas con los dispositivos de tipo electrónico, principalmente por las características de la región lo que influye en la reiteración de fallas, es importante resaltar que la causal de “medidor quemado” hace referencia a medidores afectados por descargas eléctricas/atmosféricas. Por otra parte, una causal recurrente corresponde a intervención o alteración del medidor, principalmente en usuarios residenciales de estratos 1 y 2, es importante que Enerca adopte mecanismos para evitar la manipulación del dispositivo por parte del usuario.

Gráfica 16. Medidores cambiados por Enerca 2019

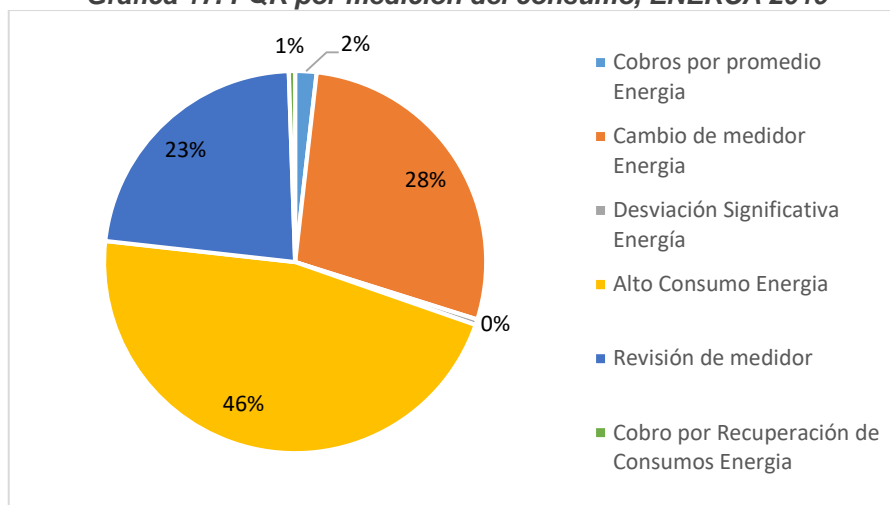


Fuente: Información ENERCA - Elaboración DTGE

4.4. INCONFORMIDADES POR CONCEPTO DE MEDICIÓN - PQR

La empresa reporta que durante el año 2019 tuvo un total de 3.761 PQR por medición del consumo, siendo la causal más recurrente “alto consumo de energía”, en segundo lugar se encuentra “cambio de medidor”, finalmente en tercer lugar se encuentra “Revisión de medidor”, estas tres causales agrupan el 97% del total de inconformidades.

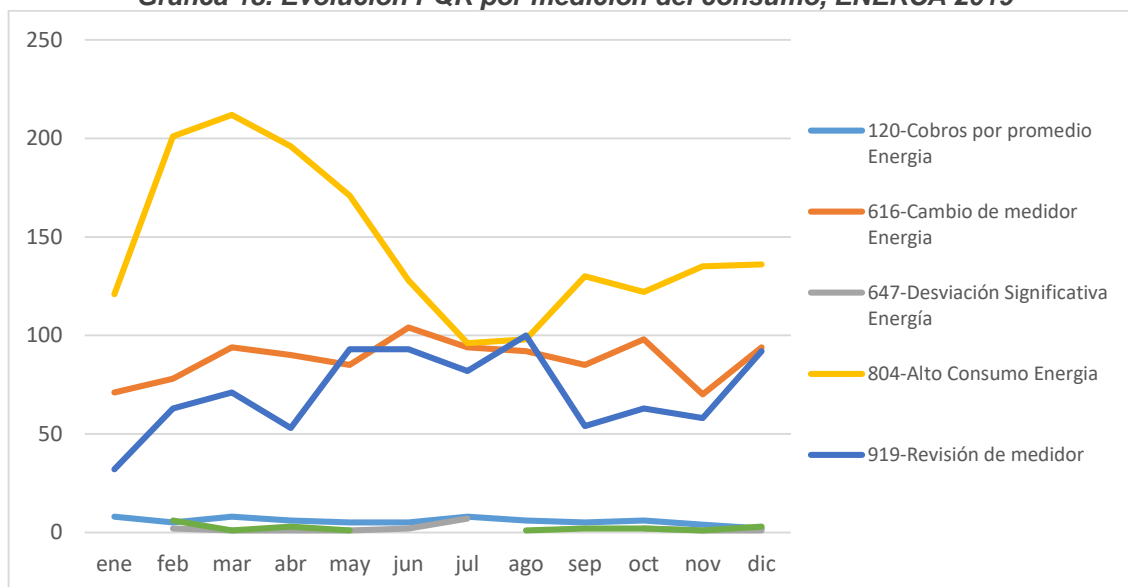
Gráfica 17. PQR por medición del consumo, ENERCA 2019



Fuente: Información ENERCA - Elaboración DTGE

Por otra parte, durante el 2019 se presentó un incremento considerable desde febrero hasta abril por “*alto consumo de energía*”, por otra parte, las causales de “cambio y revisión de medidor” presentan un comportamiento inestable que varía aproximadamente entre 50 y 100 PQR. Finalmente, el 3% de usuarios ha presentado alguna inconformidad con la medición del consumo, este indicador supera el promedio nacional de PQR respecto al número de suscriptores.

Gráfica 18. Evolución PQR por medición del consumo, ENERCA 2019



Fuente: Información ENERCA - Elaboración DTGE

4.5. TARIFAS

De acuerdo con la información comercial reportada por la empresa en el Sistema Único de Información (SUI), la empresa Enerca atiende usuarios regulados y no 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 (...)”

“(...) **Usuario no Regulado:** Persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente (...)”

En consecuencia, a continuación, se presenta una evaluación de las tarifas del año 2019 para cada uno de los tipos de usuario.

4.5.1. Usuarios Regulados

4.5.1.1. 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.

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

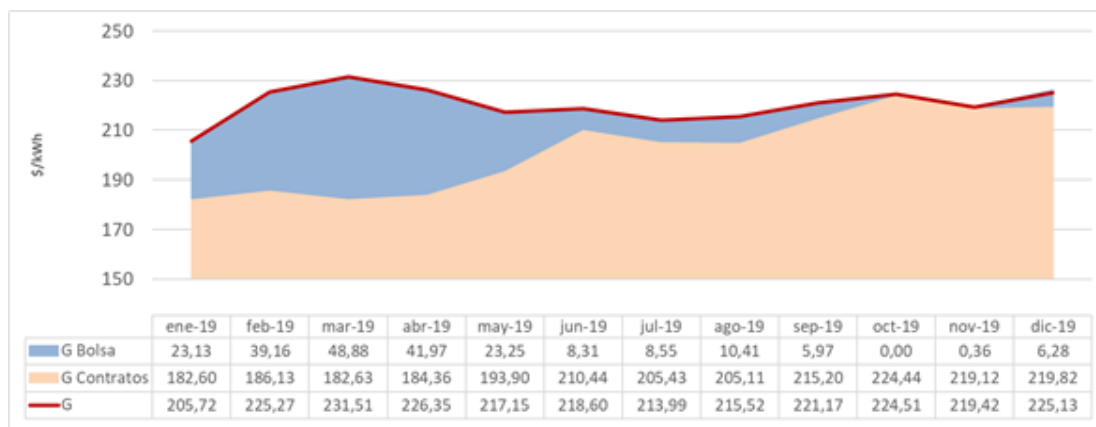
The diagram illustrates the components of the Unitary Cost (CU) with their respective percentages: Generación (30%), Transmisión (7%), Distribución (40%), Comercialización (13%), Pérdidas (7%), and Restricciones (3%).

i) 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.

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. Enerca cubrió en promedio el 92,43% de su demanda con compras en contratos. El componente presentó un valor promedio de 220,36 \$/kWh, con un máximo de 231,51 \$/kWh en marzo de 2019, y un mínimo de 205,72 \$/kWh en enero del mismo año.

Gráfica 19. Componente de Generación (G) 2019 - ENERCA



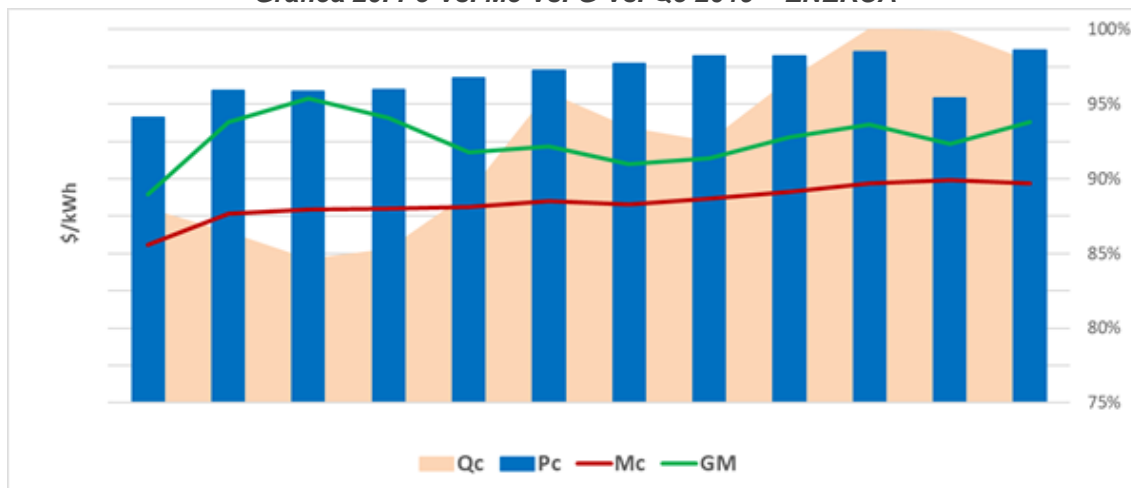
Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

- **Cubrimiento de la demanda Regulada.**

Compras en contratos

En la gráfica 20, se muestra el costo de la energía comprada en contratos (Pc), el costo promedio de compra del mercado (Mc) y costo máximo a trasladar a usuarios finales (G), así mismo, el porcentaje de la demanda regulada cubierta con contratos bilaterales (Qc); lo anterior, permite identificar si en promedio la empresa traslada el costo total de las compras de energía a los usuarios finales. Este ejercicio se observa en la siguiente gráfica.

Gráfica 20. Pc Vs. Mc Vs. G Vs. Qc 2019 – ENERCA



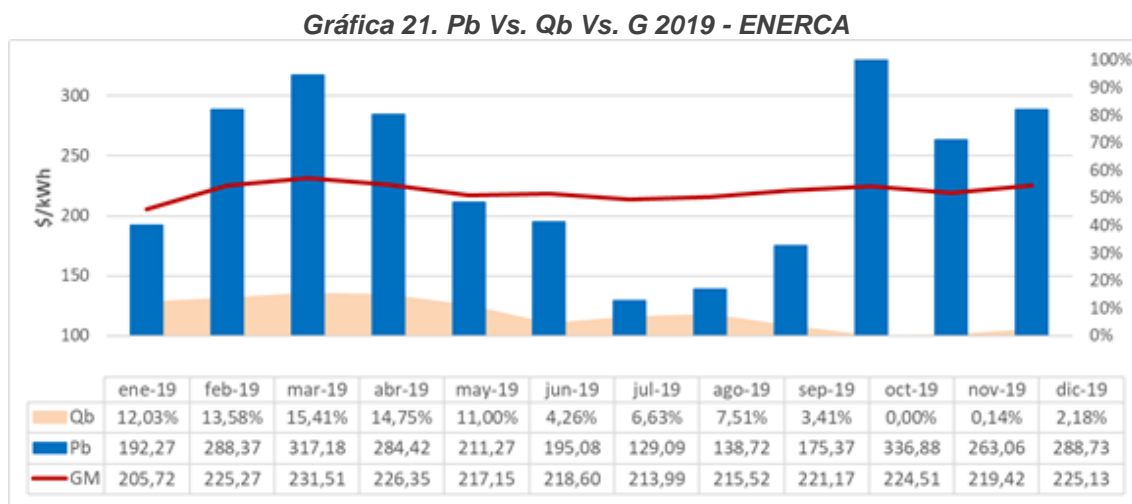
Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

De la gráfica anterior puede evidenciarse que Enerca paga un precio de energía en contratos (Pc) por encima del precio promedio del mercado (Mc) durante todo el horizonte de análisis. Así mismo, se evidencia el efecto generado por el factor de ponderación alfa de la empresa, en donde del total de las compras de energía en contratos, solo el 45% aproximadamente se reconoce al valor del Pc, dejando una mayor porción de las compras al Mc.

Debe tenerse presente que los contratos bilaterales para la atención de la demanda en un mercado regulado son adjudicados mediante un proceso de convocatoria pública en donde la asignación debe realizarse al oferente con menor precio.

Compras en Bolsa

Respecto a las compras en bolsa, la gráfica 21 nos muestra 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)



Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

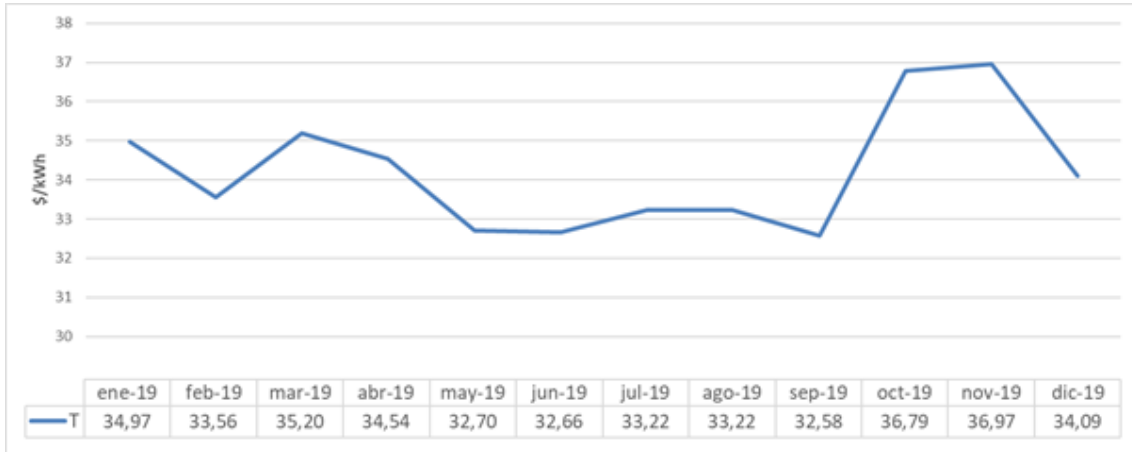
La combinación del porcentaje de exposición en bolsa y el precio de esta, incide directamente en el componente de Generación. La gráfica 21, nos permite evidenciar que, en el mes de marzo de 2020, se presentó el mayor valor del componente de generación a trasladar a los usuarios donde el Pb liquidado a la empresa presentó su mayor valor (317,18 \$/kWh) y aunado a lo anterior se evidencia el mayor porcentaje de exposición a bolsa (15,41%) en el horizonte de análisis.

Para el mes de enero, si bien la empresa presentó un Qb de 12,03% siendo este de los mayores en comparación con otros meses, el Pb liquidado fue de 192,27 \$/kWh, siendo este el menor valor durante el 2019. Lo que permitió que los usuarios percibieran el menor valor del componente de Generación.

ii) 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 con la Resolución CREG 011 de 2009 y las empresas comercializadoras cobran a sus usuarios dicho valor. En la Gráfica 22 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. Enerca no posee activos de transmisión.

Gráfica 22. Componente de Transmisión 2019 - ENERCA

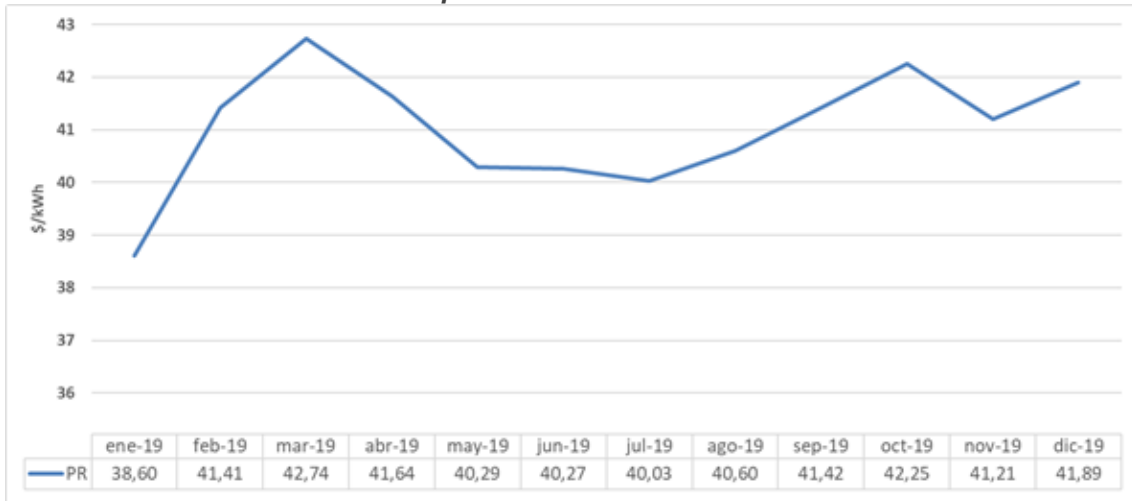


Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

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 23 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 23. Componente de Pérdidas 2019 - ENERCA



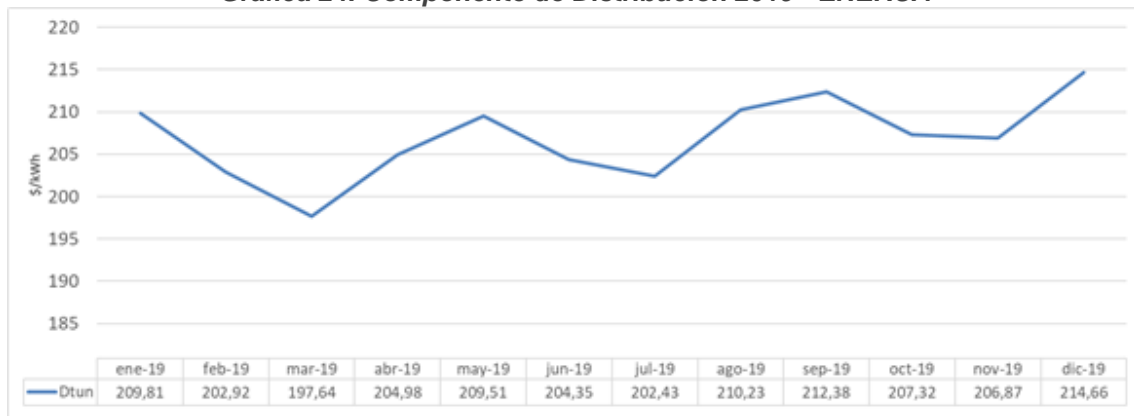
Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

iii) Componente de Distribución (D)

A la fecha, mientras entra en aplicación la Resolución CREG 015 de 2018, el valor de este componente por nivel de tensión se calcula mediante la Resolución CREG 097 de 2008.

No obstante, 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 Enerca fue incluido en el ADD Sur, por lo que el cargo de Distribución que incluye en el CU de sus usuarios, corresponde al valor unificado (DtUN) liquidado por XM S.A. E.S.P, para esto las empresas que conforman las áreas de distribución debe reportar el resultado de los cargos obtenidos mediante la Resolución 097 de 2008.

Gráfica 24. Componente de Distribución 2019 - ENERCA



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

El cargo único para el ADD Sur y que fue trasladado por Enerca se ubicó entre los 197,64 \$/kWh y los 214,66 \$/kWh con un valor promedio de 206,92 \$/kWh. Los cargos de Distribución de una empresa bajo esta metodología varían mensualmente de acuerdo con el índice de precios al productor.

iv) 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 Enerca, la conformación de este componente en promedio es la siguiente:

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

↓

28%

↓

5%

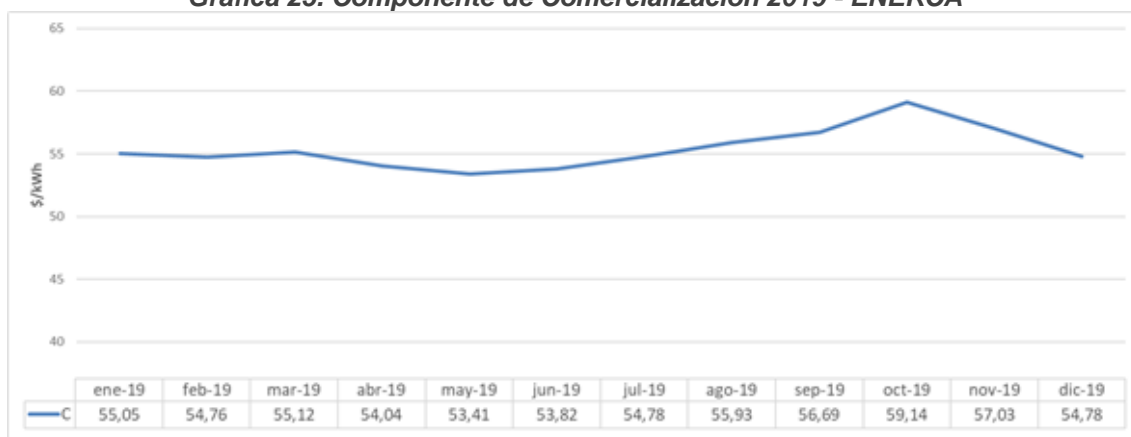
↓

67%

De acuerdo con la Gráfica 25, durante el año 2019 el componente presentó un promedio de 55,38 \$/kWh, su mayor valor en el mes de octubre con 59,14 \$/kWh, por el contrario, el menor valor se presentó en mayo con 53,41 \$/kWh.

El incremento presentado en el mes de octubre se debe a los siguientes 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 Dtun y Restricciones puede influir en estos crecimientos.

Gráfica 25. Componente de Comercialización 2019 - ENERCA



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

Durante el año 2019 el componente presentó un promedio de 55,38 \$/kWh, su mayor valor en el mes de octubre con 59,14 \$/kWh, por el contrario, el menor valor se presentó en mayo con 53,41 \$/kWh.

El incremento presentado en el mes de octubre se debe a los siguientes 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 Dtun y Restricciones puede influir en estos crecimientos.

v) 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.

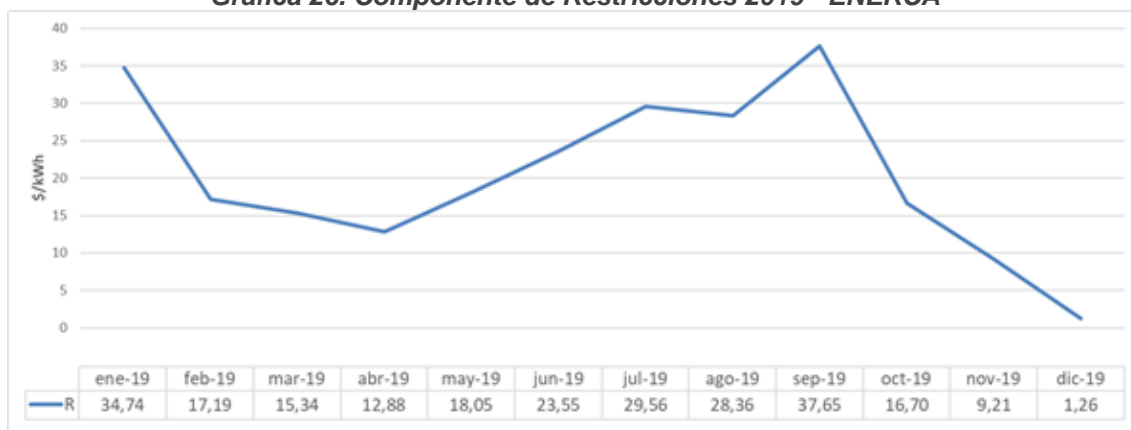
Este componente surgió como respuesta a los múltiples ataques a la red de transmisión durante el año 2000 y los primeros meses del 2001, lo que implicó que el costo de las restricciones, considerado marginal bajo condiciones de operación normal del sistema, pasará a ser uno de los principales costos de la tarifa. De esta manera, la CREG adoptó topes para remunerar la energía que por las restricciones en la red de transmisión se encuentran fuera de mérito.

El componente de Restricciones que es trasladado a los usuarios se calcula de acuerdo con la Resolución CREG 119 de 2007 como el cociente del costo de las restricciones

en pesos asignadas por el ASIC al comercializador de energía minorista y las ventas totales de energía del comercializador minorista, correspondientes al mes m-1.

El numerador de dicho cociente se denomina CRS y está conformado por las restricciones aliviadas, desviaciones y el costo de remuneración denominado variante Guatapé. Las restricciones aliviadas son el resultado de restar o sumar a las restricciones totales (resultado de la generación por restricciones) diferentes conceptos tales como los costos del programa Apagar Paga, la planta de regasificación de Cartagena, la opción del precio de escasez, entre otros.

Gráfica 26. Componente de Restricciones 2019 - ENERCA



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

El componente de Restricciones que fue trasladado por Enerca se ubicó entre los 1,26 \$/kWh y los 37,65 \$/kWh con un valor promedio de 20,37 \$/kWh.

En la gráfica 26, se evidencia que los mayores valores trasladados en el componente se presentaron en los meses de julio, agosto y septiembre, lo anterior se debe a la disminución del precio de bolsa, ocasionando que las plantas térmicas que generaban en mérito inicien a generar por seguridad, resultando en un mayor valor de las reconciliaciones positivas que se transfiere a la demanda.

Por el contrario, el menor valor presentado fue en diciembre. La disminución podría deberse, entre otras causas, a la ejecución de garantías. Lo que generó un alivio en las restricciones a trasladar a la demanda.

4.5.1.2. Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

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

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

↓
38,11%

↓
5,92%

↓
35,79%

↓
9,58%

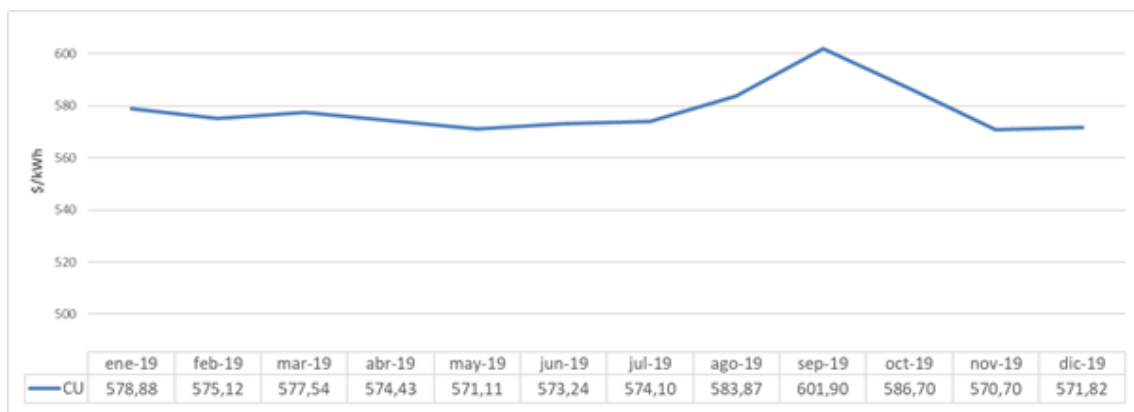
↓
7,10%

↓
3,51%

Se observa que la Generación y la Distribución representan el 74% 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 año de análisis, el promedio del CU fue de 578,28 \$/kWh, el valor más alto fue de 601,91 \$/kWh en el mes septiembre de 2019 y el menor fue de 570,70 \$/kWh para noviembre de 2019. (Gráfica 27)

Gráfica 27. Costo Unitario de Prestación del Servicio 2019 - ENERCA

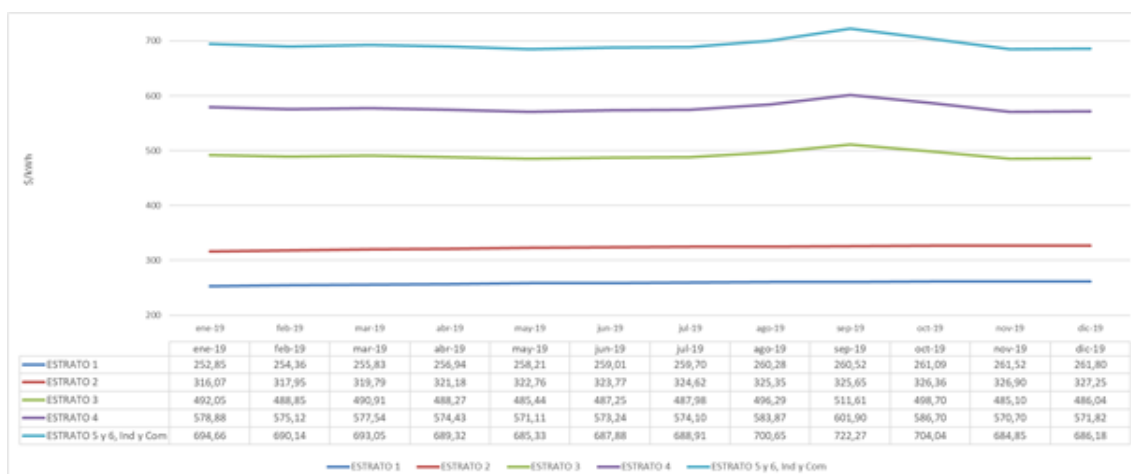


Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

4.5.1.3. 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.

Gráfica 28. Tarifas de energía eléctrica 2019 - ENERCA



Fuente: Publicación de tarifas ESP - Elaboración DTGE

Para el caso de Enerca 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 28, se observan las tarifas por estrato aplicadas por la empresa a sus usuarios durante el año 2019. La aplicación del subsidio en los estratos 1 y 2 permite mantener un valor uniforme en la tarifa a diferencia de la variación que se identifica para el estrato 3 y 4.

4.5.2. Usuarios No Regulados

Para el análisis de las tarifas no reguladas de Enerca, se efectuó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio de acuerdo con la información reportada por esta empresa en el formato 3 del Sistema Único de Información SUI para el año 2019, para lo cual se tuvieron en cuenta los siguientes campos:

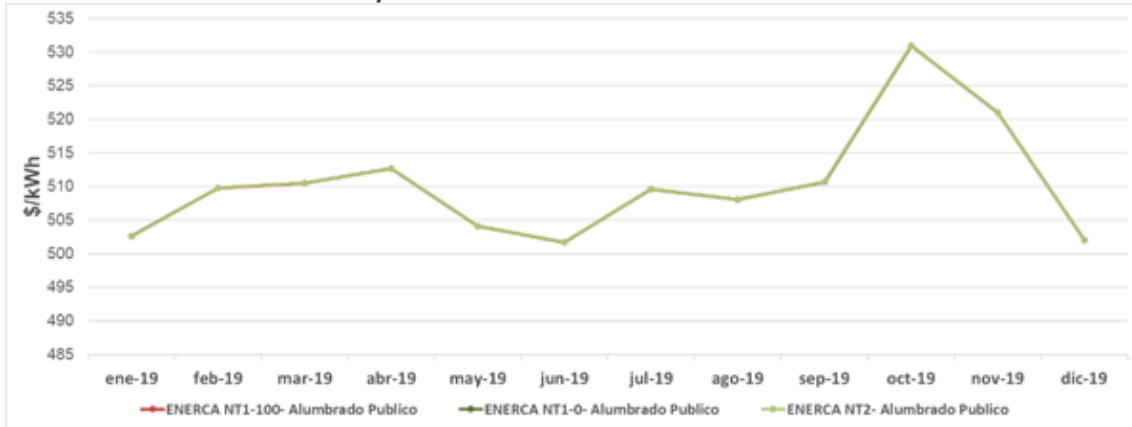
- Campo 2: Código DANE.
- Campo 9: Sector.
- Campo 10: Tipo de Tarifa.
- Campo 13: ID Mercado.
- Campo 14: Consumo.
- Campo 16: Facturación por consumo.
- Campo 39: Tipo de factura.

Adicionalmente, se relaciona la información, usuario y nivel de tensión de todo el año 2019. De acuerdo con la definición del campo 16, el valor del consumo facturado no incluye subsidios ni contribuciones, por lo que debería corresponder al cálculo realizado por Enerca del CU de cada usuario.

Posteriormente, se procedió a realizar la sumatoria de los consumos y la facturación por consumo (Campos 14 y 16) agrupados por sector, mercado y nivel de tensión para calcular el cociente entre los campos 16 y 14, obteniendo un costo unitario de prestación del servicio- CU promedio de la empresa por sector, mercado y nivel de tensión.

Habiendo aclarado cómo se calculó el valor de la tarifa promedio (\$/kWh) por nivel de tensión, se muestran los resultados obtenidos agrupados por sector con el objeto de hacer comparable el CU.

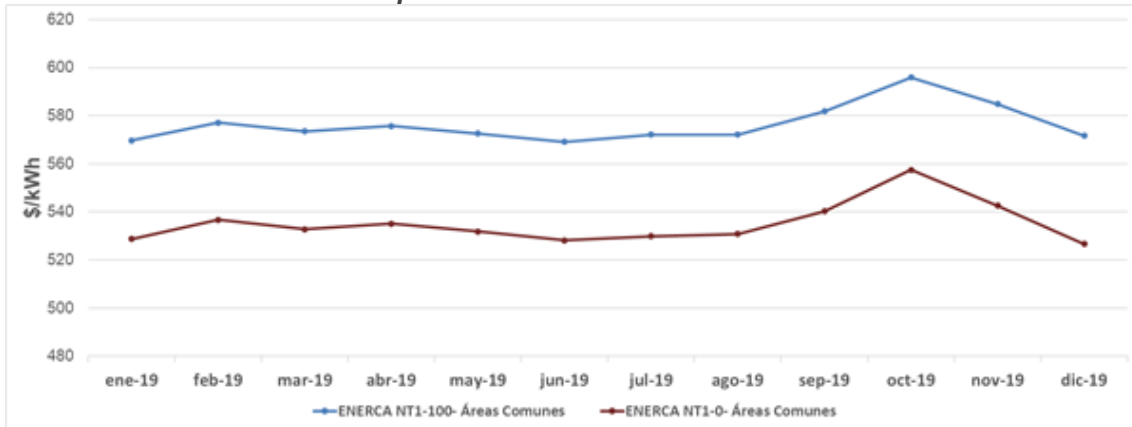
Gráfica 29. CU promedio Alumbrado Público 2019 – ENERCA



Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

En la gráfica 29, se observa que la empresa tiene usuarios en el nivel de tensión 1 y 2 con un CU promedio de 510,32 \$/kWh, así mismo, se puede observar que el CU más alto trasladado a los usuarios fue de 530,97 \$/kWh en el mes de octubre de 2019. No obstante, llama la atención que aun reportando usuarios en diferentes niveles de tensión y con diferente propiedad de activos la tarifa no varía.

Gráfica 30. CU promedio Áreas Comunes 2019 – ENERCA

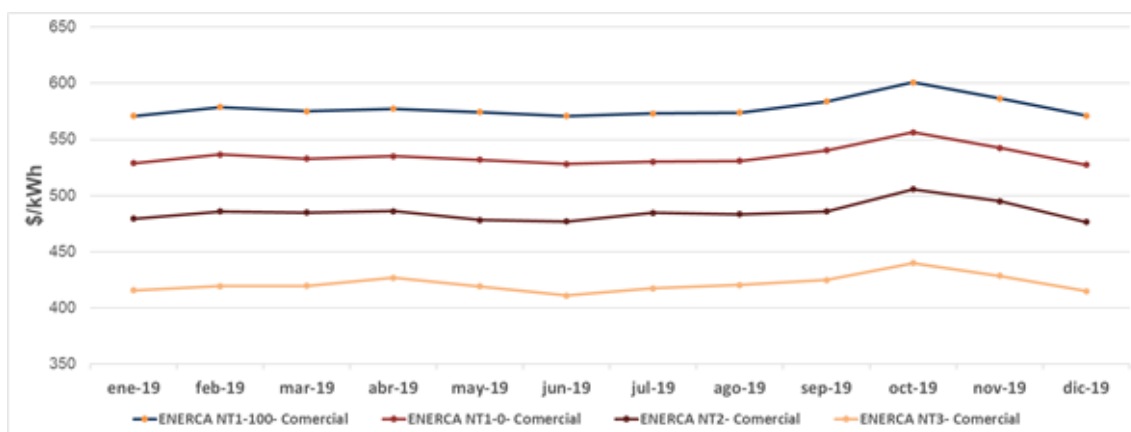


Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

El CU trasladado por Enerca se ubicó entre los 569,15 \$/kWh y los 595,86 \$/kWh con un valor promedio de 576,36 \$/kWh para los usuarios donde la propiedad de los activos es del 100% del operador de red.

Para los usuarios donde la propiedad del activo es de los usuarios el CU promedio fue de 535,08 \$/kWh. El CU más alto se presentó en el mes de octubre con un valor de 557,52 \$/kWh.

Gráfica 31. CU promedio Comercial 2019 – ENERCA



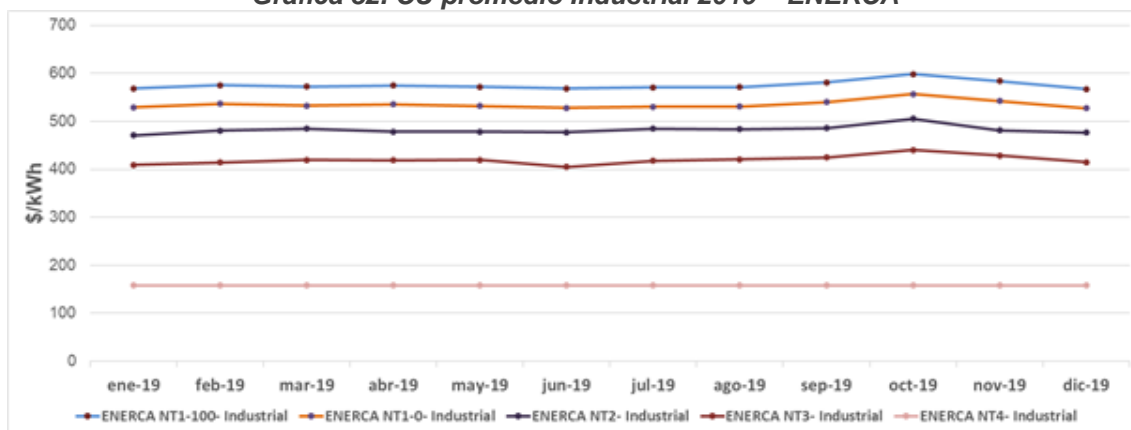
Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

Se observa que la empresa tiene usuarios comerciales en los NT1 con propiedad de activos 100% del operador de red y de los usuarios, 2 y 3.

Los usuarios del NT3 en promedio perciben un CU más económico que los demás usuarios, dicha CU se ubicó entre los 410,93 \$/kWh y 439,91 \$/kWh, con un promedio de 421,41 \$/kWh; 156,66 \$/kWh más económica que la percibida por los usuarios del nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red.

En comparación, todos los usuarios comerciales en los diferentes niveles de tensión percibieron el mayor CU en el mes de octubre de 2019.

Gráfica 32. CU promedio Industrial 2019 – ENERCA



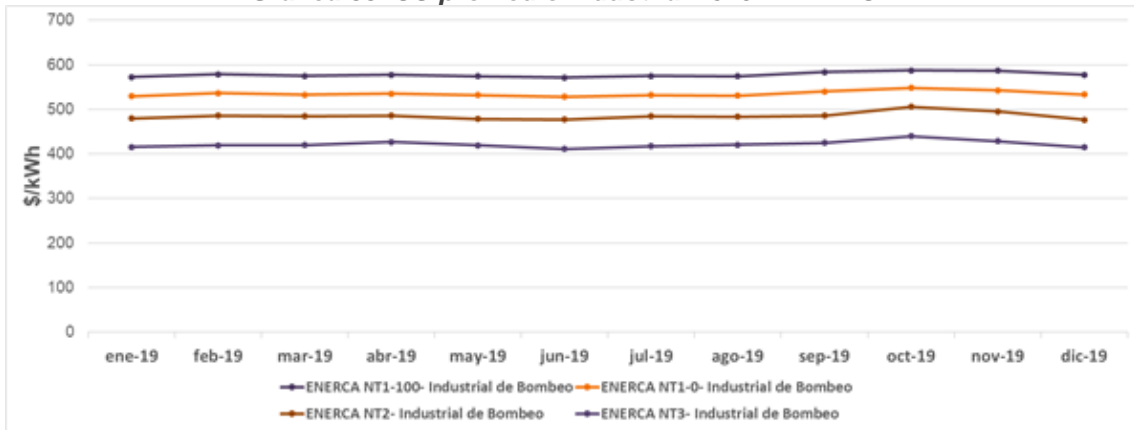
Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

Los usuarios Industriales percibieron un CU estable durante el periodo de análisis, presentando su mayor valor en el mes de octubre de 2019. No obstante, para los usuarios del NT4, se observa un CU constante en el tiempo. No presentó variaciones.

Para los usuarios ubicados en el NT 1 con propiedad de activos del OR, percibieron un CU promedio de 575,29 \$/kWh; 40,22 \$/kWh más costosa que el CU promedio percibido por los usuarios del NT1 donde los dueños de los activos son los usuarios.

El CU promedio para los usuarios del NT2 fue de 482,21 \$/kWh y el menor fue de 470,74 en el mes de enero de 2019. Para el NT3 el CU promedio fue de 419,31 \$/kWh.

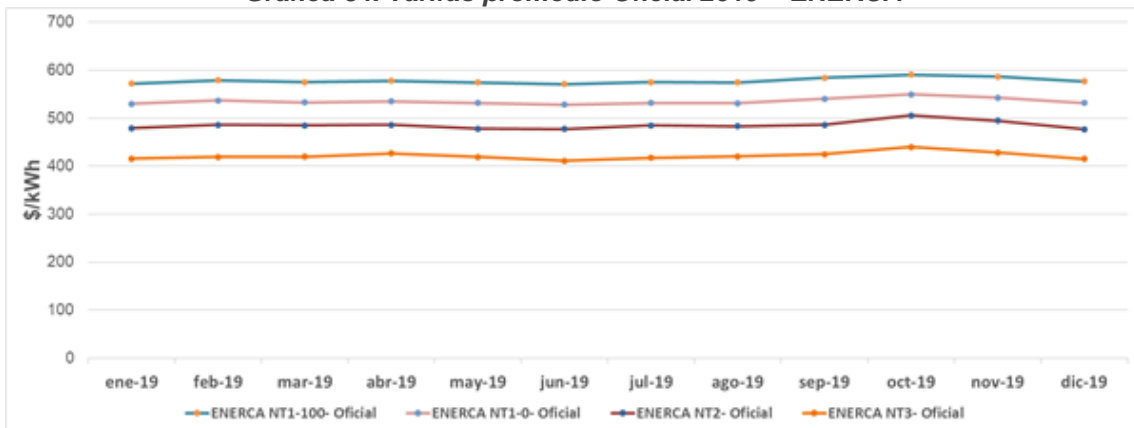
Gráfica 33. CU promedio Industrial 2019 – ENERCA



Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

El CU trasladado por Enerca se ubicó en promedio para el NT1 en 556,46 \$/kWh, para el NT2 en 485,21 \$/kWh y 421,41\$/kWh para el NT3. El mayor CU se presentó en el mes de octubre de 2019. Para los usuarios Industriales de Bombeo, el CU percibido fue muy estable durante el periodo de análisis.

Gráfica 34. Tarifas promedio Oficial 2019 – ENERCA



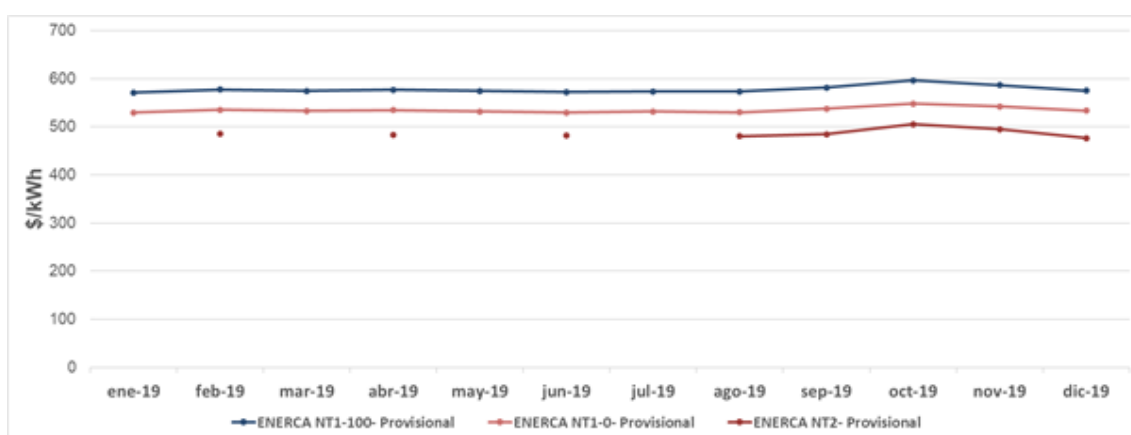
Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

Los usuarios oficiales percibieron un CU estable durante el periodo de análisis, presentando su mayor valor en el mes de octubre de 2019.

Para los usuarios ubicados en el NT 1 con propiedad de activos del OR, percibieron un CU promedio de 577,97\$/kWh; 42,90 \$/kWh más costosa que el CU promedio percibido por los usuarios del NT1 donde los dueños de los activos son los usuarios.

El CU promedio para los usuarios del NT2 fue de 485,20 \$/kWh y el menor fue de 476,56 en el mes de diciembre de 2019. Para el NT3 el CU promedio fue de 421,41\$/kWh.

Gráfica 35. CU promedio Provisional 2019 – ENERCA



Fuente: Información SUI - Elaboración DTGE

Los usuarios percibieron un CU estable durante el periodo de análisis, presentando su mayor valor en el mes de octubre de 2019. Así mismo, se evidencia que los usuarios del NT2 antes del mes de agosto de 2019, eran facturados bimensual.

Para los usuarios ubicados en el NT 1 con propiedad de activos del OR, percibieron un CU promedio de 577,86\$/kWh; 43,02 \$/kWh más costoso que el CU promedio percibido por los usuarios del NT1 donde los dueños de los activos son los usuarios.

El CU promedio para los usuarios del NT2 fue de 486,64 \$/kWh, el mayor CU percibido por el usuario fue de 505,67 \$/kWh en octubre y el menor fue de 476,56 \$/kWh en el mes de diciembre.

4.6. SUBSIDIOS Y CONTRIBUCIONES

Los porcentajes de subsidios aplicados por el prestador no superaron los topes establecidos en la Ley, los estratos 1, 2 y 3 son subsidiados hasta con el 60%, 50% y 15% respectivamente. En la siguiente tabla se presenta un comparativo entre los subsidios otorgados y contribuciones recaudadas para el año 2019, de acuerdo con la información reportada al SUI por el prestador y la certificada por el MME.

Tabla 19. Comparativo Subsidios y Contribuciones 2019

MES	MME			DEFICIT TRIMESTRE	SUI			
	SUBSIDIOS	CONTRIBUCIONES	DEFICIT		SUBSIDIOS	CONTRIBUCIONES	DIF. SUB	DIF. CONTRIB.
ene-19	3.247.824.465	733.814.819	2.514.009.646	6.818.013.676	3.247.824.465	732.185.002	0	1.629.817
feb-19	2.419.910.923	750.115.963	1.669.794.960		2.419.910.923	750.115.963	0	0
mar-19	3.410.090.808	775.881.738	2.634.209.070		3.410.090.808	775.881.738	0	0
abr-19	2.419.241.808	732.547.705	1.686.694.103	4.954.149.458	2.419.241.808	732.547.705	0	0
may-19	2.362.082.393	688.216.683	1.673.865.710		2.362.082.393	688.216.683	0	0
jun-19	2.264.950.178	671.360.533	1.593.589.645		2.264.950.178	671.360.533	0	0
jul-19	3.283.852.352	762.316.718	2.521.535.634	5.588.660.291	3.283.852.352	762.316.718	0	0
ago-19	2.198.653.062	666.111.790	1.532.541.272		2.198.653.062	666.111.790	0	0
sep-19	2.281.757.762	747.174.377	1.534.583.385		2.281.757.762	747.174.377	0	0

oct-19	3.550.216.192	826.993.051	2.723.223.141	6.978.369.311	3.550.216.192	826.993.051	0	0
nov-19	2.389.945.183	724.096.962	1.665.848.221		2.389.945.183	724.096.962	0	0
dic-19	3.376.349.129	787.051.180	2.589.297.949		3.376.349.129	787.051.180	0	0
Total	33.204.874.255	8.865.681.519	24.339.192.736		33.204.874.255	8.864.051.702	0	1.629.817

Fuente: Información SUI – MME

Se evidencia que la diferencia entre la información reportada al MME y al SUI por parte de la empresa corresponde a \$ 1.629.817 en contribuciones del primer trimestre por un cambio de comercializador. Por otra parte, la empresa otorgó \$ 33.204.874.255 en subsidios, con un promedio mensual de \$ 2.767.072.855 concedido en subsidios para estratos 1, 2 y 3. Por otra parte, en contribuciones facturó \$ 8.865.681.519 con un promedio mensual de \$ 738.806.793 otorgado en contribuciones para usuarios de estratos 5, 6, sector industrial y comercial, lo anterior arroja un déficit consolidado de \$ 24.339.192.736.

La empresa recibió por parte del MME giros durante el año 2019 por un valor de \$17.545.000, como balance final la empresa tiene un déficit con subsidios FSSRI de \$12.568.000, las cifras están siendo validadas por el MME y aún no se recibe la validación final sin embargo se han adelantado mesas de trabajo para avanzar dicho trámite.

Tabla 20. Balance de subsidios y contribuciones ENERCA 2019

TRIMESTRE	SUBSIDIOS	CONTRIBUCIONES	GIROS FSSRI	TOTAL TRIMESTRE	DEFICIT ACUMULADO
I TRIM	- 9.077.826.196	2.581.326.734	7.241.970.598	745.471.136	- 6.321.556.673
II TRIM	- 7.046.274.379	2.396.324.818	1.683.401.490	- 2.966.548.071	- 9.288.104.744
III TRIM	- 7.764.263.176	2.534.115.777	7.849.734.714	2.619.587.315	- 6.668.517.429
IV TRIM	- 9.316.510.504	2.646.259.754	770.379.545	- 5.899.871.205	- 12.568.388.634
TOTAL	33.204.874.255	10.158.027.083	17.545.486.347	5.501.360.825	

Fuente: Información MME y ENERCA, Elaboración DTGE

4.6.1. Gestión en Barrios Subnormales

Enerca mencionó durante la visita virtual que para el año 2019 logró materializar la construcción de redes de distribución para tres barrios ubicados en el casco urbano del municipio de Yopal, los cuales presentaban una condición de subnormalidad en su sistema de distribución. De esta forma, se lograron retirar los escenarios de riesgo y normalizar los sectores con redes aéreas trenzadas. Dichos sectores corresponden a los Barrios Heliconias, Bosques de San Martín y Villa Flor etapa II, donde sus habitantes fueron matriculados de manera definitiva.

Del mismo modo durante la vigencia 2019, la empresa logró que el Municipio emitiera Certificación como Barrio Subnormal para otros dos sectores críticos (1. Barrio Cañaguatú 2 – Municipio de Yopal y 2. Barrio Villa Esperanza – Municipio de Yopal Corregimiento de Tilodirán)

Con este tipo de Certificación, Enerca, busca gestionar recursos para apalancar la Construcción de Redes de Distribución en estos sectores y brindar un apoyo a las comunidades, garantizando una óptima prestación del servicio y minimizando las condiciones de riesgo. Como soporte la empresa adjuntó la certificación emitida para el año 2019 por parte de la Alcaldía de Yopal.

Por otra parte, en la información reportada por la empresa al SUI y al MME no se evidencia aplicación de subsidios FOES a estos Barrios Subnormales durante el año 2019. Es importante aclarar que, durante la visita virtual, la empresa informó no tener áreas especiales vigentes, sin embargo, de acuerdo con los certificados aportados por el director de pérdida de Enerca, se evidencia que estas zonas fueron certificadas como subnormales por parte de la alcaldía de Yopal entre diciembre de 2018 y abril de 2019.

A continuación, se muestran registros fotográficos adjuntados por la empresa donde se logran apreciar algunas condiciones de los Barrios Subnormales Cañaguatú 2 y Villa Esperanza.

Ilustración 10. Condiciones de subnormalidad - ENERCA



Fuente: ENERCA S.A. E.S.P.

4.7. INFORMACIÓN DE LAS FACTURAS

Según revisión efectuada sobre dos (2) facturas correspondientes a la prestación del servicio público de energía eléctrica de diferentes usuarios y sectores, se observa que de manera general se cumple con lo dispuesto en el artículo 42, de la Resolución CREG 108 de 1997, “Requisitos mínimos de la factura”, algunos requisitos se encuentran resaltados a modo de ejemplo más adelante.

También se evaluó la información dispuesta en el Inciso 5, Numeral 6.1., de la Resolución CREG 070 de 1998, así como Numeral 11.2.7.2., de la Resolución CREG 097 DE 2008, observando que la empresa ha incluido información sobre el Operador de Red que atiende el servicio, además de los indicadores de calidad de este, conforme a las disposiciones en las cuales se determina lo siguiente:

- a) RESOLUCIÓN CREG 70 DE 1998, Numeral 6.1. Inciso 5

“(…) Todo Comercializador deberá discriminar en la factura por el servicio el nombre, dirección y teléfono del OR que atiende a sus respectivos Usuarios, con el fin de que el Usuario pueda efectuar las reclamaciones relacionadas con el servicio que presta el OR (…)”

b) RESOLUCIÓN CREG 097 DE 2008, Numeral 11.2.7.2.

“(…) En cada factura que emita el Comercializador a sus usuarios deberá presentar la siguiente información, con base en la información entregada por el OR:

- a) Código del transformador al cual se encuentra conectado el Usuario
- b) Grupo de calidad al cual pertenece el transformador al cual se conecta el usuario
- c) Duración total de las interrupciones presentadas durante cada mes del trimestre con base en el cual se está compensando y/o aplicando incentivo en dicha factura.
- d) Valor a compensar cuando es un usuario “peor servido”. Complementariamente se deberá informar el valor de las variables CR y CMP utilizadas en el cálculo de la compensación.
- e) Nombre y Dirección del Operador de Red del sistema al que se conecta el Usuario y el número telefónico para comunicar al servicio de Atención Telefónica las interrupciones del servicio. (…)”

Ilustración 11. Condiciones de subnormalidad - ENERCA

ENERCA S.A. E.S.P.
 OR.: ENERCA SA ESP. NIT. 844.004.576-0
 YOPAL Carrera 19 N° 6-100 Ed. Emiro Sossa P.
 PBX: 634 46 80-Línea Gratuita 01 8000 910 182
 www.enerca.com.co

Datos del Usuario
 Yopal
 NIT/CC: [Redacted] Estrato: 1-BB
 Servicio: Residencial Predio: Urbano

Documento Equivalente NO. 000024922778
 Cuenta No. 533765481
 Total a Pagar \$0
 Pagar antes de 16/DIC/2019
 Fecha de Suspensión 17/DIC/2019
 Fecha de Impresión 10-SEP-2020

Datos Técnicos
 Ciclo: 15
 Ruta de Entrega: 601-00080100002
 Carga: 1.2
 Nivel Tensión: Secundaria
 Nodo Circuito: 15470
 Nodo Conexión: 71533
 Tipo de Medida: Activa
 Medidor: PAF 27991211 /

Datos del Consumo

Medida	Lectura Actual	Lectura Anterior	Diferencia	Factor	Energía Consumida
Activa	49749	49804	145	1	145

 Tipo de Lectura: Regl. Anomalia: Normal

Consumos Últimos Seis Meses

Mes	Consumo Actual
MAY	141
JUN	132
JUL	127
AGO	133
SEP	132
OCT	139

 Promedio Kwh

Financiación
 Total Cuotas
 Cuota Actual
 Cuotas Pendientes
 Valor Financiación
 Valor Cuota
 Saldo Financiación

Costo Unitario del Servicio

ERICCA CATALINA NEITA PINTO
 Gerente General

Fuente: ENERCA S.A. E.S.P.

Por otra parte, en las señaladas facturas evaluadas, no se observa la inclusión de información correspondiente a uso racional de energía, tal como lo señala el artículo 20 del Decreto 3683 del Ministerio de Minas y Energía, en los siguientes términos:

“(…) Artículo 20. Contenido de las facturas del servicio público domiciliario de energía eléctrica y gas. Las empresas de servicios públicos que presten servicios de energía eléctrica y gas deberán imprimir en la carátula de recibo de factura o

cobro, mensajes motivando el uso racional y eficiente de la energía y sus beneficios con la reservación del medio ambiente. (...)

4.8. BALANCE DE ENERGÍA Y CONTRATOS

Durante lo corrido del año 2019, la estrategia de la empresa respecto a compras de energía estuvo enfocada a cubrir el 92% de la demanda de energía de los mercados regulado y no regulado, a través de contratos bilaterales a largo plazo; lo que ha permitido a Enerca estabilizar los precios en la tarifa transferida al usuario ante la volatilidad de precios en la bolsa. Por lo anteriormente expuesto las compras que se realizaron corresponden a cerca de 362.362 GWh y por un monto de 90.454 millones de pesos; quedando en un promedio del 8% expuesto a la bolsa

Grafica 36. Transacciones comerciales



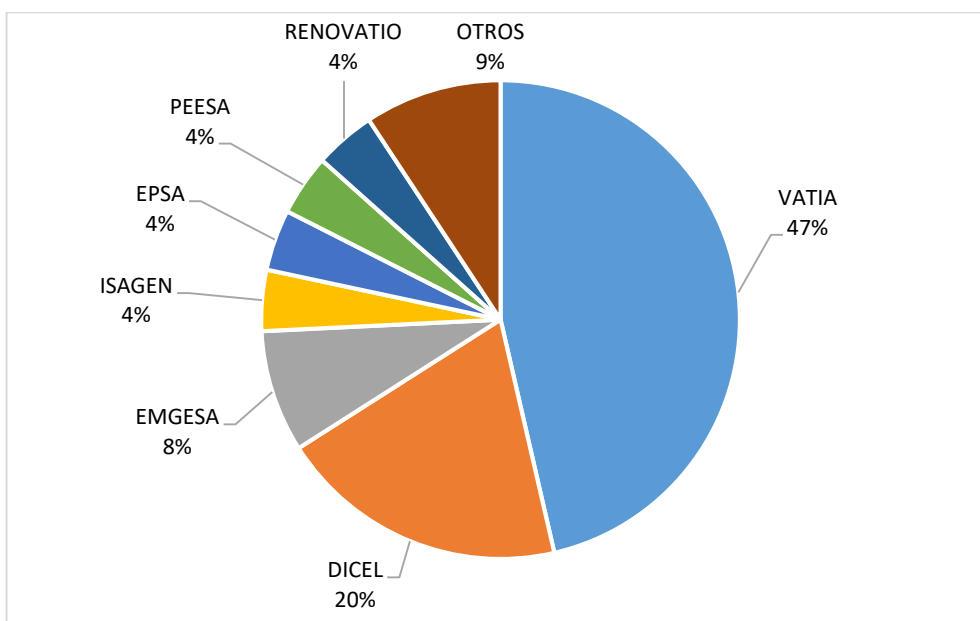
Fuente: ENERCA S.A. E.S.P.

Por otra parte, para el año 2019 el comportamiento de participación de otros comercializadores en el mercado regulado y no regulado de Enerca correspondió al 14.76% sobre el total de la demanda como operador de Red, presentándose en 21 municipios pertenecientes a tres departamentos (Casanare, Meta y Boyacá).

Dentro de este mercado se destaca la participación en cantidad de usuarios el comercializador Vatia quien cuenta con una participación del 47% del total de usuarios, no obstante en cuanto a participación en kwh/hora la mayor participación la tiene el comercializador Isagen con el 48,15% seguido por Vatia con una participación del 15% con respecto a la demanda.

Adicionalmente, para el año 2019 se presentó un crecimiento del 35% en el mercado de Distribución para otros comercializadores con respecto a la cantidad de usuarios, siendo el mercado regulado el de mayor crecimiento y participación.

Gráfica 37. Participación de otros comercializadores en el mercado incumbente



Fuente: ENERCA S.A. E.S.P. elaboración: DTGE

4.8.1. Mercado Regulado

El comportamiento de la demanda para el mercado Regulado de Enerca se presentó mes a mes de la siguiente manera:

Tabla 21. Demanda Mercado Regulado 2019

MES	CASC (kWh)	CONTRATOS (kWh)	BOLSAS (kWh)
ENERO	37,951,608.68	32,797,606	5,123,521
FEBRERO	36,860,357.83	31,179,469	5,532,085
MARZO	39,804,700.89	33,931,581	5,621,228
ABRIL	36,025,144.60	32,061,186	3,877,680
MAYO	36,595,206.91	35,036,7U3	1,880,614
JUNIO	33,612,444.80	31,384,916	2
JULIO	34,910,95L4S	32,289,924	2,648,646
AGOSTO	34,964-,064..61	33,773,239	1,226,123
SEPTIEMBRE	36,433,943..56	36,480,260	717
OCTUBRE	36,865,31260	38,813,547	246
NOVIEMBRE	37,291,478..64	36,815,037	1,591,415
DICIEMBRE	39,612,405 24	37,126,107	2,563,563
TOTAL	440,927,620	411,689,574	33,478,983

Fuente: Enerca, elaboración: DTGE

Para cubrir la demanda comercial, Enerca adquirió contratos bilaterales mediante convocatorias públicas realizadas en los años 2015, 2016 y 2018 con los siguientes agentes. Se corrobora dicha información con los documentos soporte adjuntados por la empresa.

Tabla 22. Contratos con agentes

MERCADO	AGENTE	Energía contratada (kWh)	\$ kWh contratados
---------	--------	--------------------------	--------------------

REGULADO	Termotasajero S.A. E.S.P.	54.312.000	248.20 - 253.55
	EPM S.A.S.	1.215.421.705	222.63
	PEESA S.A. E.S.P.	1.961.610.883	244.4 - 210.00
	Nitro Energy S.A. ESP	83.658.000	256.24
	IA Energía y gestión S.A. E.S.P.	6.779.994	204.04
	Central Termoeléctrica el Morro 2	16.427.676	199.39
	Isagen S.A. E.S.P.	68.000.030	204.04
	Emgesa S.A. E.S.P.	99.505.077	234.44
NO REGULADO	Central Termoeléctrica el Morro 2	54.312.000	248.20 - 253.55

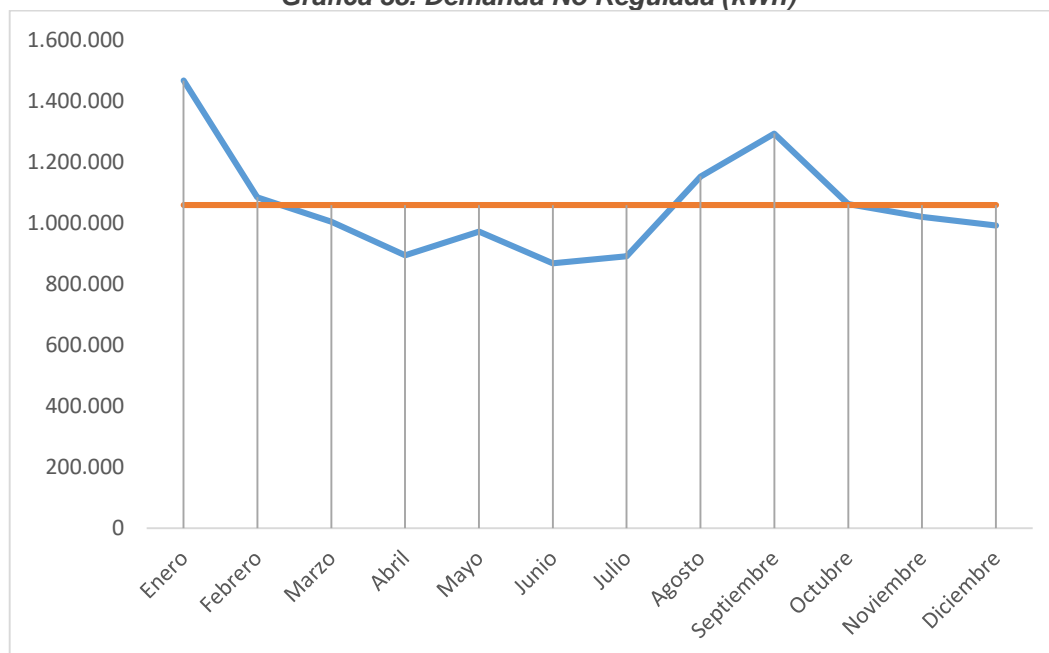
Fuente: ENERCA, elaboración: DTGE

De acuerdo con las convocatorias realizadas, el precio promedio de compra en contratos bilaterales correspondió a 240,16 \$/KWh y en bolsa a 253,50 \$/KWh, sin embargo el precio de compra de Enerca se encuentra por encima del precio del mercado (Mc) 204,59 \$/KWh.

4.8.2. Mercado No Regulado

La demanda para el mercado no regulado de Enerca durante el año 2019 tuvo una demanda total de 12.698.523 kWh y un promedio mensual de 1.058.210 kWh, a continuación se muestra el comportamiento mes a mes.

Gráfica 38. Demanda No Regulada (kWh)



Fuente: ENERCA, elaboración: DTGE

4.8.2.1. Contratos de Energía para el mercado No Regulado

Para el año 2019 la empresa de energía de Casanare contó con un contrato para el mercado no regulado el cual fue suministrado por Termoeléctrica el Morro. Se corroboró dicha información con los documentos soporte adjuntados por la empresa.

Tabla 22. Compras Contrato, Mercado No Regulado

MES	kWh contratos	\$/kWh contratos	Valor (\$) contratos
-----	---------------	------------------	----------------------

Enero	1,344,824	186,72	251,106,737.86
Febrero	1,231,594	187,04	230,356,897.45
Marzo	1,362,560	187,74	255,808,111.94
Abril	1,135,315	189,40	215,026,249.70
Mayo	1,168,623	191,52	223,811,443.48
Junio	1,007,108	190,83	192,188,446.87
Julio	1,395,959	192,38	268,551,391.21
Agosto	2,382,434	193,76	461,629,913.99
Septiembre	2,405,039	194,77	468,424,420.91
Octubre	1,378,577	195,29	269,227,367.32
Noviembre	1,112,093	194,90	216,741,710.30
Diciembre	1,158,099	194,98	225,800,430.11
Total	17,082,225	192,00	3,278,673.121

Fuente: ENERCA, elaboración: DTGE

4.8.2.2. Compras de energía en Bolsa

Para el año 2019 Enerca realizó compras de 33.478.983 kWh en bolsa, con un precio promedio de 253,5 \$/kWh, lo que dio un total de \$ 8.486.886.980.

Tabla 23. Compras en bolsa, Mercado No Regulado

MES	kWh	\$/kWh	Total (\$)
ENERO	5.123.521	288.56	1.478.439.514
FEBRERO	5.532.085	317.29	1.755.296.311
MARZO	5.621.228	285.39	1.604.240.321
ABRIL	3.877.680	212.21	822.889.720
MAYO	1.880.614	195.7	368.04 1.804
JUNIO	2.451.601	129.3	316.996.541
JULIO	2.648.646	139.19	368.677.651
AGOSTO	1.226.123	184.07	225.696.587
SEPTIEMBRE	716.7	286.31	205.201.113
OCTUBRE	245.807	334.96	82.336.364
NOVIEMBRE	1.591.415	263	418.543.013
DICIEMBRE	2.563.563	327.87	840.528.042
TOTAL	33.478.983	253,5	8.486.886.980

Fuente: ENERCA, elaboración: DTGE

4.9. CÓDIGO DE MEDIDA

Para la evaluación en lo correspondiente a la gestión de medida, como parte de la evaluación integral se presentan a continuación los análisis correspondientes: 1) procedimientos y avances respecto del cumplimiento de lo establecido en código de medida, 2) Centro de Gestión de Medidas, 3) fronteras comerciales en falla y 4) fronteras canceladas durante el año 2019.

La empresa para el año 2019, contaba con 16 fronteras comerciales registradas ante el administrador del mercado de las cuales 8 Fronteras eran del mercado no regulado y 8 fronteras entre agentes.

Tabla 24. Consolidado de fronteras ENERCA 2019

Código SIC	Nombre	Tipo de Frontera	Representante de Frontera	Operador de Red	Capacidad Instalada (kVA)	Consumo promedio mensual (kWh)
Fr10309	FRONTERA CHITA	FRONTERA ENTRE AGENTES	ENERCA	EBSA	500	92.985
Fr10310	FRONTERA SAN LUIS	FRONTERA ENTRE AGENTES	ENERCA	EBSA	800	147.981
Fr00029	FRONTERA SAN ANTONIO YOPAL 1	FRONTERA ENTRE AGENTES	ENERCA	EBSA	40.000	27.941
Fr00030	FRONTERA SAN ANTONIO YOPAL 2	FRONTERA ENTRE AGENTES	ENERCA	EBSA	40.000	27.494
Fr10313	FRONTERA CHAMEZA	FRONTERA ENTRE AGENTES	ENERCA	EBSA	500	0
Fr11527	FRONTERA PUERTO COLOMBIA	FRONTERA ENTRE AGENTES	ENERCA	ENELAR	600	11.575
Fr28640	LINEA CHIVOR AGUACLARA IMPORTACIÓN	FRONTERA ENTRE AGENTES	ENERCA	EBSA	60.000	1.278.873
Fr28641	LINEA CHIVOR AGUACLARA EXPORTACIÓN	FRONTERA ENTRE AGENTES	ENERCA	EBSA	60.000	7.174.144
Fr08513	EMERALD ENERGY PLC	FRONTERA PROPIA	ENERCA	ENERCA	1.612,5	384.866
Fr10073	ARROZ SAN RAFAEL	FRONTERA PROPIA	ENERCA	ENERCA	1.260	110.971
Fr11243	MOLINOS CASANARE LTDA	FRONTERA PROPIA	ENERCA	ENERCA	800,0	86.183
Fr14223	GRUPO AEREO DEL CASANARE	FRONTERA PROPIA	ENERCA	ENERCA	1.050,0	18.583
Fr18951	EMERALD ENERGY CAMPO POTROS	FRONTERA PROPIA	ENERCA	ENERCA	500	13.415
Fr19011	WEATHERFORD COLOMBIA LTDA	FRONTERA PROPIA	ENERCA	ENERCA	500	32.161
Fr28745	FEDERACION NACIONAL DE ARROCEROS FEDEARROZ	FRONTERA PROPIA	ENERCA	ENERCA	1.500	186.154
Fr32349	PERENCO COLOMBIA LIMITED	FRONTERA PROPIA	ENERCA	ENERCA	300	75.179

Fuente: ENERCA S.A. E.S.P.

4.9.1. Cumplimiento del Código de Medida

Con base a la información allegada por la empresa Enerca, 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: Según lo informado en las fronteras comerciales, se da cumplimiento a la exigencia de los requisitos mencionados.
- b) Medidores de Energía Reactiva, según el artículo 12 de la Resolución CREG 038 de 2014: en los medidores de las fronteras, se cuenta con registro de energía reactiva inductiva y con su respectivo certificado de calibración.
- c) Medidores de Respaldo, según el artículo 13 de la Resolución CREG 038 de 2014: de acuerdo con lo informado, los medidores de las fronteras cuentan con medidor de respaldo y demás requisitos establecidos.
- d) 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 integridad y la protección de datos.
- e) Verificación Inicial del Sistema de Medición, según el artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014: según lo informado, se realiza la verificación inicial de los elementos del sistema de medición para cada una de las fronteras comerciales atendidas por la empresa.
- f) Hoja de Vida de los Sistemas de Medición, según el artículo 30 de la Resolución CREG 038 de 2014: se revisó la información aportada por la empresa respecto a las 16 fronteras en las que figura como Representante.
- g) Lectura de las Mediciones en las Fronteras Comerciales, según el artículo 37 de la Resolución CREG 038 de 2014: de acuerdo con lo informado, se da cumplimiento a la mencionada disposición regulatoria establecida.
- h) Indicadores de Gestión e Informe de Operación, según el artículo 40 de la Resolución CREG 038 de 2014: lo correspondiente al Centro de Gestión de Medidas, se indica a continuación en el numeral 3 del presente documento.

4.9.2. Centro de Gestión de Medidas

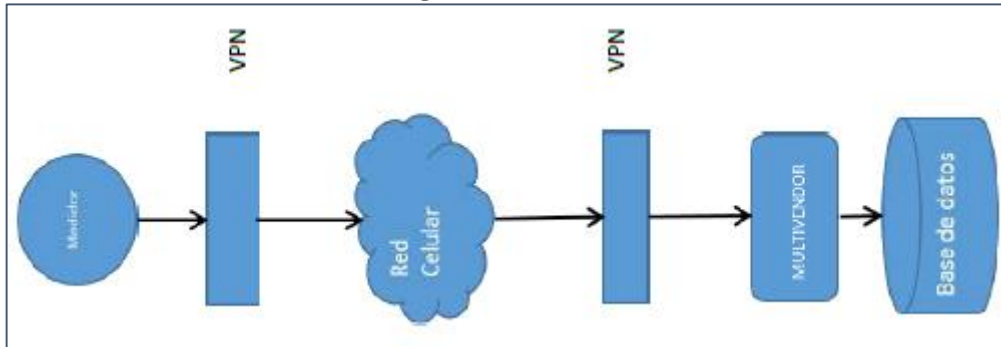
La descarga de datos de los medidores instalados en las fronteras se maneja por medio de Routers Marca DIGI en los que se configuró una VPN desde el CGM Telmetry.

La configuración de las comunicaciones desde el CGM comienza con la encriptación en la VPN por medio de un equipo de llamado Multitech o DIGI en los que se configuraron los parámetros de conexión de la VPN de cada medidor (Principal o Respaldo).

La configuración de la VPN se realizó de acuerdo con lo especificado por el proveedor de los equipos de comunicaciones en el manual adjunto de configuración del router con

VPN. Finalmente, la comunicación encriptada está conectada por medio del apn latcom2.comcel.com.co y los modem están conectados a una red 3G.

Ilustración 12. Diagrama de comunicación medidor



Fuente: ENERCA S.A. E.S.

Enerca en su condición de Representante de Frontera, cuenta con un CGM localizado al interior de las instalaciones de la empresa. De acuerdo con la información suministrada mediante visita virtual para la presente evaluación, el CGM cuenta con las siguientes funcionalidades:

- Se interrogan los medidores de las fronteras comerciales.
 - Se concentran y se almacenan las lecturas.
 - Se ejecutan procesos de validación y crítica de las mediciones.
 - Se realizan los reportes al ASIC de las lecturas de los medidores.
 - Por su parte, se revisó el contenido del informe de operación del CGM, según lo señalado en el Anexo 3 del Código de Medida, verificándose, entre otros aspectos.
- a) 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 ENERCA 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, no es común que se presenten este tipo de fallas.
 - c) Realizar pruebas de recuperación de respaldos de la información y mantener planes de contingencia y restablecimiento de los sistemas de información y bases de datos. En la empresa, se adelantan las funciones de realización de pruebas de recuperación de respaldos de la información.
 - d) 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.
 - e) 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.

- f) Elaborar el informe anual de operación del Centro de Gestión de Medidas. A partir de la visita de evaluación integral, como del informe del CGM publicado en la página web de la empresa y remitido a la SSPD, se observa que ENERCA ha elaborado con periodicidad anual, el informe anual de la operación del CGM.
- g) Se revisó el contenido del informe de operación del CGM, verificándose, 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.
 - Nuevas fronteras gestionadas a través del CGM.
 - Cantidad y duración de los procesos de interrogación local realizados por el CGM.

4.9.3. Fronteras comerciales que presentaron fallas

Para el año 2019 Enerca, presentó fallas durante el año en tres de sus fronteras, como se presentan a continuación:

Tabla 25. Fallas en las fronteras comerciales 2019

Código SIC	Nombre de Frontera en falla	Tipo de falla	Fecha inicio de falla	Fecha normalización
Frt18951	Emerald Energy Campo Potros	Falla No Envío de Lectura	27/01/2019	27/01/2019
Frt18951	Emerald Energy Campo Potros	Falla Transformador de Potencial (TP)	28/01/2019	22/03/2019
Frt19011	Weatherford Colombia Limited	Falla Contador Principal	22/05/2019	24/05/2019

Fuente: XM

i) Frontera Frt18951 Emerald Energy Campo Potros

La falla de esta frontera se reportó el 27 de enero de 2019, como una falla de no envío de lecturas, la cual se presenta como consecuencia de la avería de un TP, Razón por la cual el día 28 de enero de proceder a cambiar el reporte de falla de la frontera por Falla de frontera de TP.

Como soporte técnico de esta información, Enerca anexó el acta de revisión dentro del anexo, al igual que los certificados de calibración y conformidad. La empresa procedió a realizar el acompañamiento al usuario No Regulado con el fin de subsanar y corregir la falla en la menor brevedad de tiempo posible, debido a que es una falla no previsible.

ii) Frontera Frt19011 Weatherford Colombia Limited

La Frontera se declaró en falla debido a un hallazgo en verificación quinquenal. Se evidenció que la falla se generó debido a que se debía actualizar la hora ya que presentaba un desfase horario superior al máximo permitido en la regulación. Por lo anterior, se procedió a normalizar la frontera, finalmente, se realizó la verificación extraordinaria dando como resultado conforme.

Como soporte técnico Enerca anexó el informe de verificación extraordinaria y demás documentos soporte.

La empresa procedió a realizar acompañamiento a los usuarios no regulados con el fin de revisar el estado de los equipos, y realizar seguimiento al estado de cada una de las fronteras.

Ilustración 13. Falla por desfase horario del medidor



Fuente: Verificación Quinquenal Applus

4.9.4. Fronteras canceladas

De acuerdo con la información reportada por Enerca, durante el año 2019 se cancelaron tres fronteras por causales diferentes a fallas o hurto de acuerdo con lo estipulado en el Código de medida, por su parte, esta información se corroboró con la remitida por XM a esta Superintendencia.

Tabla 26. Fronteras canceladas durante 2019

Código SIC	Nombre de Frontera en falla	Fecha cancelación	Motivo de cancelación	Usuarios Afectados
Frt28491	ORGANIZACIÓN ROA FLORHUILA S.A. PORE	7/02/2019	Cambio de comercializador	ORGANIZACIÓN ROA FLORHUILA S.A. PORE
Frt31462	PERENCO COLOMBIA LIMITED	21/03/2019	Cancelación para cambio de tipo de punto de medición	PERENCO COLOMBIA LIMITED
Frt32349	PERENCO COLOMBIA LIMITED	21/03/2019	Registro Frontera con tipo de punto de medición 3 correcto	PERENCO COLOMBIA LIMITED

Fuente: ENERCA

4.10. REPORTE DE INFORMACIÓN OPERATIVA DE ENERGÍA ELÉCTRICA

4.10.1. Generalidades

En el marco del período 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 27. 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

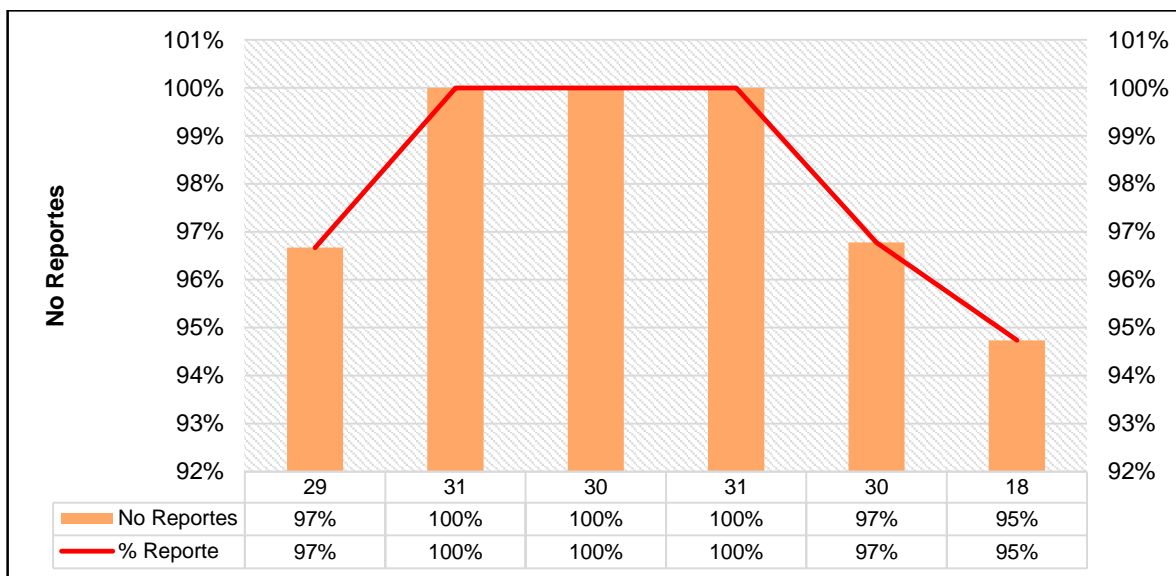
En línea con lo anterior y de acuerdo con la información reportada por los prestadores durante el periodo de emergencia, se determinó por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Energía Eléctrica, que era necesario evaluar la variación del valor de mora de energía eléctrica, como también la evolución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

4.10.2. Estado de cargue ENERCA

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 Enerca proceder con el reporte de información operativa de manera de diaria.

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

Gráfica 39 - No de reportes operativos realizados por la empresa ENERCA cada mes



Fuente: DTGE, elaboración: DTGE

De la Grafica 39, se evidencia que, desde el mes de abril hasta el mes de septiembre, la empresa Enerca ha tenido un porcentaje de cargue en promedio del 98%, lo cual le permitió 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.

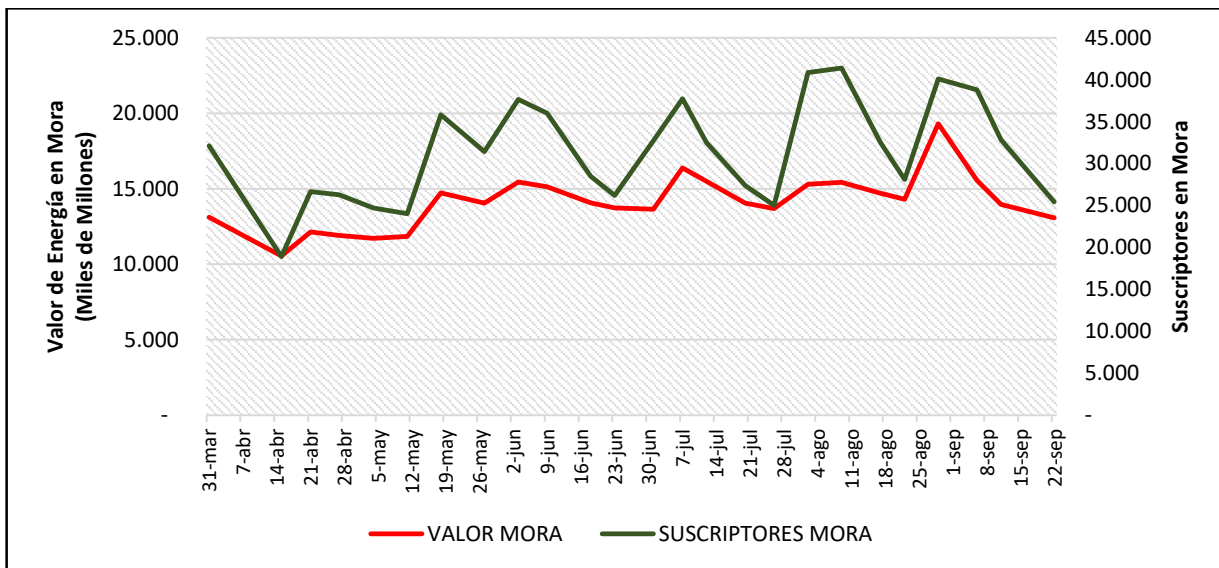
4.10.3. Evolución de la información de la empresa

De acuerdo con informe realizado por la DTGE con la información certificada por las empresas al 22 de septiembre del 2020, se evidenció que la empresa Enerca presentaba una disminución en el valor de mora del 0,35% con respecto al valor que reportó la empresa en la información base con fecha del 31 de marzo del 2020. Este porcentaje indica que el valor en mora tuvo una disminución del \$46.077.189.

En línea con lo anterior, al verificar cuanto representa la disminución del valor en mora con respecto a la facturación por consumo promedio de los últimos meses, se encontró que esta disminución en el valor de mora significó que la facturación por consumo aumentó aproximadamente en un 0,28%

Al verificar el valor de mora total el cual es de \$ 13.069.141.231, se evidenció que en el estrato 2 es donde mayormente se concentra este valor, con un porcentaje de participación del 28,4%, seguido del sector de alumbrado público el cual tiene el 18,7%. De igual forma, al verificar el valor de mora a nivel del sector residencial y el sector no residencial, el 53,4% del valor total se encuentra en el sector residencial y el 46,6% en el sector no residencial.

Gráfica 40. Variación del valor de mora y suscriptores en mora de la empresa ENERCA



Fuente: DTGE, elaboración: DTGE

Ahora bien, con respecto a los usuarios en mora que ha reportado la empresa se encontró que, al 22 de septiembre del 2020, aproximadamente el 20% de sus usuarios totales presentan mora en el pago de la facturación del servicio; siendo los usuarios de estrato 1 y 2 los que presentan mayor incumplimiento en el pago de la factura con un 40,6% y 32,3% respectivamente.

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 28. Indicadores de Gestión - Referentes 2019 CREG

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2019	Referente 2019 CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	9,00%	24,83%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6,44	64,60	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	32,09	45,96	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	44,34	24,93	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,67	1,59	Cumple

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Tabla 29. Indicadores de Gestión - Referentes 2018 NIF

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2019	Referente 2019 NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	9,00%	24,83%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	6,44	64,60	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar- Días	32,09	52,41	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	44,34	35,59	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,67	1,59	Cumple

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

Con relación a los resultados para la Prestadora Enerca, se evidencia que la compañía no cumple con 3 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.

Con el fin de analizar el informe realizado por la empresa de Auditoría Externa de Gestión y Resultados - AEGR, J.J CONSULTORES S.A.S, para la vigencia 2019, respecto a la situación de Enerca, 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 Enerca, 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, J.J CONSULTORES S.A.S., con contrato

vigente desde el 30/06/2020 hasta el 30/06/2021 y que teniendo en cuenta los lineamientos de la normatividad asociada, presenta los 14 informes que a continuación se visualizan:

Ilustración 15. 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	2020-02-25
2019	ANUAL	02. Encuesta Evaluación Sistema de Control Interno	FORMULARIOS	Certificado	2020-06-08
2019	ANUAL	07. Concepto General Sobre el Nivel de Riesgo	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-14
2019	ANUAL	12. Concepto Gral Evaluación y Resultados	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-14
2019	ANUAL	17. Indicadores y Referentes de la Evaluación de Gestión	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-14
2019	ANUAL	19. Concepto AEGR del indicador y referente de la evaluación de gestión	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-14
2019	ANUAL	20. Concepto del AEGR sobre el indicador de nivel de riesgo	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-15
2019	ANUAL	21. Indicadores de Nivel de Riesgo	FORMULARIOS	Certificado	2020-08-14
2019	ANUAL	ANÁLISIS Y EVALUACIÓN DE PUNTOS ESPECÍFICOS PDF ENERGIA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-08-20
2019	ANUAL	CONCEPTO ENCUESTA CONTROL INTERNO PDF ENERGIA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-06-07
2019	ANUAL	MATRIZ DE RIESGO ENERGIA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-06-07
2019	ANUAL	NOVEDADES PDF ENERGIA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-08-20
2019	ANUAL	ORGANIGRAMA PDF ENERGIA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-06-06
2019	ANUAL	VIABILIDAD FINANCIERA PDF ENERGIA	CARGUE MASIVO	Certificado	2020-08-20

Fuente: SUI

5.1. Novedades y arquitectura organizacional

El AEGR informa, que Enerca, es una sociedad anónima, constituida como una empresa de servicios públicos mixta, con domicilio en la ciudad de Yopal. Está sometida a la supervisión, vigilancia y control de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la Comisión de Regulación de Energía y Gas [CREG], la Contraloría General de la República, la Contraloría Departamental de Casanare, la Revisoría Fiscal y demás órganos de control competentes.

Enerca, realizó cambios en su estructura organizacional, a través de Acto de gerencia en octubre de 2009, dado que la empresa desde noviembre de 2007 entró a operar las actividades de distribución y comercialización de energía eléctrica en el Departamento de Casanare, y especifica que la estructura organizacional se ha modificado en tres actos administrativos durante los años 2016 y 2018.

5.2. Análisis y evaluación de puntos específicos

Según las aseveraciones del AEGR:

“(...) En los años 2017 y 2018 se presentaron pérdidas y para el año 2019 se observó una utilidad en el ejercicio fiscal, disminuyendo el riesgo del negocio y mejorando los resultados esperados. Es conveniente que la empresa su estructura de costos y gastos y mantenga los márgenes de rentabilidad para minimizar el riesgo de inviabilidad financiera. (...)”

Por otro lado, el AEGR informa que:

“(...) Se recomienda continuar con el control y seguimiento al cumplimiento de los plazos indicados para los reportes del área financiera en el SUI de tal manera que se realicen los reportes con oportunidad y confiabilidad a las autoridades de control competentes. (...)”

Así mismo, dentro de los comentarios a los indicadores, durante el año 2019, indica que el de margen de utilidad presentó un repunte frente al año 2018, rompió con tendencia a la baja y pasó a ser positivo, por lo que es muy importante continuar con un seguimiento adecuado, con el fin de mejorar los márgenes de utilidad.

5.3. Encuesta de control interno 2019 – servicio de energía

El AEGR, informa que existe un buen ambiente de control y se dispone de una oficina que desarrolla las actividades, la cual está dedicada de tiempo completo, y que participa en los diferentes comités y hace un seguimiento efectivo de todas las actividades de la empresa.

5.4. Viabilidad financiera

El AEGR, aclara que: *“El análisis se basó en la información financiera –en físico- suministrada por la empresa y contenida en los archivos de los formularios de TAXONOMÍAS SSPD – 2018 y 2019. De igual manera, es de precisar que los análisis financieros se hicieron con base en la información –en físico- suministrada por la empresa, puesto que los estados financieros 2019 ya que no aparecen en el SUI de la AEGR.”*

Respecto al informe de viabilidad financiera cargado al SUI, el AEGR informa, que las proyecciones se hicieron para los años comprendidos entre el 2019 y el 2021, tomando como base, los años [históricos] 2017 y 2018.

El AEGR aclara que *“(…) Teniendo en cuenta que hubo una pérdida muy significativa en el año 2018 –base de la proyección- la empresa debe adelantar ajustes tanto a los ingresos como a los gastos, para poder obtener un resultado positivo durante el año 2019(…)”*

“(…) lo que implica que la empresa deberá adelantar políticas inmediatas para el mejoramiento de sus ingresos y una austeridad en los costos y gastos para alcanzar los niveles proyectados. De lo contrario podría seguir obteniendo resultados financieros negativos (…)”

De acuerdo con el Plan de Gestión y Resultados e inconvenientes de tipo financiero El AEGR informa que: *“En el año 2019, la empresa continuó con el desarrollo del plan estratégico de corto, mediano y largo plazo. Se presentaron avances al respecto en el marco del diseño e implementación del Sistema de Gestión de Calidad, y particularmente el área comercial para mejorar el desempeño con el fin de obtener los recursos necesarios para la operación del servicio y en general dentro de su plan estratégico en todas sus actividades, el cual se ha venido ejecutando y actualizando anualmente. De igual forma, la empresa adelanta un programa de ajuste institucional y financiero con el fin de poder superar los problemas que ha venido afrontando por las pérdidas de los dos ejercicios anteriores.”*

Por otra parte, hace mención que el informe del Revisor Fiscal, por el cual se dictaminaron los Estados Financieros de la ESP con corte al 31 de diciembre de 2019, expuso que: *“...De conformidad con indicador de riesgo por el método de puntuaciones*

utilizando la fórmula Altman denominada factor Z-score, nos da una empresa en alerta, por lo que se deben tomar medidas para lograr la estabilidad de la Empresa.”

A 31 de diciembre de 2019 según lo informado por J.J CONSULTORES S.A.S la compañía no se encuentra en causal de disolución e indica que:

“(…) Como resumen, los resultados para la empresa, en el negocio de energía eléctrica, son positivos, pero debe emprender acciones para poder mejorar el escenario financiero y obtener mejores resultados en el ejercicio. (…)”

5.5. Contrato de auditor externo de gestión y resultados

Se solicitó copia del contrato de Auditoria Externo de Gestión y Resultados suscrito con la empresa JJ Consultores S.AS, en donde se verifica que mediante orden de servicios No. 266 del 26 de junio 2020, en donde en la “CLAUSULA CUARTA: - PLAZO DE EJECUCIÓN DE LA ORDEN: será de SEIS (6) MESES, contados a partir de la suscripción del acta de inicio de la presente orden. El presente contrato tendrá una vigencia igual al término de ejecución y cuatro (4) meses más.”

Respecto a la información cargada por el AEGR, en el RUPS, con la empresa J.J. Consultores SAS, la prestadora aclaró, que el contrato firmado con el Auditor Externo, es inferior a un año por motivo presupuestal de vigencias futuras, la cual no contaba con la respectiva autorización por parte del CODFIS, razón por la cual, suscribió un contrato inicial por 6 meses, para lo cual remitió a esta SSPD radicado el pasado 8 de septiembre, donde adicionalmente, manifiestan que el reporte al RUPS, no permite asignar un periodo inferior a este, y por lo cual se registró por un año, como se pudo evidenciar en el RUPS , presenta vigencia del contrato del 30/06/2020 al 30/06/2021, motivo por el cual, se solicitó la copia del contrato con el AEGR y aclaración de los motivos por los cuales, la empresa no tiene firmado contrato por un año, como lo dice la Resolución SSPD 20061300012295, en donde especifica la periodicidad, que no podrá ser inferior a un año.

Así mismo, la empresa realizó cambio de AEGR, y no informó a esta SSPD la solicitud para tal fin, de acuerdo con lo establecido en el artículo 51 de la Ley 142 de 1994, modificado por el artículo 6 de la Ley 689 de 2001.

6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

6.1. INFORMACIÓN DE INSCRIPCIÓN

La empresa Enerca realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 200416101969 del 29 de junio del 2005 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 30 de octubre de 2003
- Fecha de inicio de operaciones: 22 de noviembre de 2004
- NIT: 844004576 - 0
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica – Gas Natural
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 30. Registro actividades RUPS

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha final
Energía – SIN	Distribución	01/11/2007	
	Comercialización	01/11/2007	
Gas Natural	Distribución	22/11/2004	
	Comercialización	22/11/2004	

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 420 reportes en estado certificado para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador es el siguiente:

Tabla 31. Porcentaje de cargue

ID	EMPRESA	AÑO	Certificado	Pendiente	Porcentaje de cargue (%)
3370	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP	2019	420	19	96

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 Enerca presentó el 97% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes.

Tabla 32. Oportunidad en el cargue

CARGUES		
	FUERA DE TERMINO	CON OPORTUNIDAD
Cantidad N°	12	427
Porcentaje %	3%	97%

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

7. ACCIONES DE LA SSPD

A través del radicado 20192200120151 del 28 de febrero de 2019 se requirió a la empresa por denuncia recibida por la no prestación del servicio de energía en la localidad de San Isidro. Con radicado 20195290149892 la empresa dio respuesta a la solicitud.

Con radicado 20192200839961 del 02 de octubre se requiere al prestador con el fin de que de las explicaciones por presuntas inconsistencias en proceso de conexión, solicitando requisitos adicionales a los establecidos en la regulación vigente como lo manifiesta la empresa Termomechero Morro S.A.S mediante radicado SSPD 20195290778642. A través del radicado 20195291447602 la empresa dio respuesta a la petición.

Para el periodo evaluado la empresa cuenta con una solicitud de investigación bajo el expediente 2015240350600057E.

8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES

8.1. ASPECTOS FINANCIEROS Y ADMINISTRATIVOS

- Según los resultados obtenidos de los indicadores financieros bajo la metodología regulatoria, Enerca evidencia un nivel de riesgo financiero bajo para 2019, que al compararlo con resultados de la vigencia 2018, no se observa un cambio en el resultado de este.
- El 78% del total del activo hace parte de las actividades vigiladas por parte de esta Superintendencia posicionándose en \$264.987 millones y corresponde a los servicios de Energía Eléctrica y Gas Combustible por Redes. De igual forma, el 52% del total del pasivo y el 99% del total del patrimonio, son la porción del estado de situación financiera que corresponde a actividades vigiladas.
- La propiedad planta y equipo es el rubro más representativo del activo a largo plazo, posicionándose en \$206.125 millones y presentando un peso del 78% del total del activo.
- El patrimonio del año 2019 tuvo un incremento del 1,13% con respecto a la vigencia anterior, incremento influenciado por el resultado del ejercicio, el cual generó una utilidad de \$469 millones para la vigencia 2019.
- El 93,79% de los ingresos corresponden a la prestación del servicio de Energía Eléctrica, 5,83% gas natural y un 0.38% a actividades no vigiladas por parte de la Superservicios, tales como arrendamiento de infraestructura. Se evidencia que la empresa solo carga ingresos para la actividad de comercialización, posicionándose en \$190.889 millones frente a \$0 registrados para la actividad de distribución.
- En cuanto al flujo de caja durante la pandemia, Enerca presenta riesgo medio alto para 18 días y 1 para riesgo alto (modelo de riesgo Scoring SSPD), teniendo un promedio de Scoring del 56%, que la ubica en un Riesgo medio alto. De sus mayores inconvenientes, se presentan el hecho de no acceso al sistema financiero.
- El comportamiento del saldo final de la caja para cada uno de los meses, desde cuando se empezó a reportar el flujo de caja diario por parte de la prestadora, muestra que solo para el mes de julio presentó un saldo final positivo, mientras que para los meses restantes presentan flujo de caja negativo.
- La prestadora incumple con 3 de los 5 referentes establecidos según la Resolución CREG 072 de 2002 modificada por la Resolución CREG 034 de 2004.
- El AEGR J.J CONSULTORES S.A.S., con contrato vigente desde el 30/06/2020 hasta el 30/06/2021 efectuó el cargue y certificación del informe de auditoría externa según la normatividad asociada, dentro de los plazos establecidos por resolución.
- Los resultados para la empresa, en el negocio de energía eléctrica, muestran que debe emprender acciones para poder mejorar el escenario financiero y obtener mejores resultados en el ejercicio.

- El AEGR, informa que la empresa adelanta un programa de ajuste institucional y financiero con el fin de poder superar los problemas que ha venido afrontando por las pérdidas de los dos ejercicios anteriores.

8.2. ASPECTOS TÉCNICOS Y OPERATIVOS

- Es importante destacar la creación e implementación de dos puestos al interior del esquema organizacional de la Empresa, como son el asesor de regulación y el profesional en Gestión de Activos, toda vez que son parte de la mejora continua que viene mostrando el Prestador.
- Es necesario que por parte de Enerca se hagan los ajustes correspondientes en su diagrama unifilar, con el fin de que este cuente con toda la información establecida por la normativa.
- Existen varios datos presentados por algunos de los AEGR a lo largo de las últimas vigencias que no concuerdan con las cifras presentadas por Enerca, razón por la cual se invita al prestador a realizar la concertación o revisión de cifras correspondientes, con las firmas auditoras antes de la presentación y publicación de dichos informes.
- Enerca deberá hacer mayores esfuerzos para reducir la tasa de transformadores quemados que viene presentando en sus zonas rurales, la cual alcanzó en el año 2019 un porcentaje del 6% de la base de transformadores. Así mismo, para que se reduzcan los tiempos prolongados de reposición de dichos activos como fue evidenciado en la evaluación integral.
- Si bien el prestador aumentó en 21% el presupuesto de inversión para el año 2019 comparado con el año 2018, este monto es insuficiente frente a las necesidades que tiene Enerca para poder dar cumplimiento a lo establecido por la resolución CREG 015 de 2018, factor que lo lleva indicar que solo estaría cumpliendo hasta finales del año 2021.
- Es necesario que por parte de la gerencia de distribución se adelanten mayores esfuerzos para identificar aquellos AGPE con inyección a la red que se habían conectado antes de la entrada en vigor de la resolución CREG 030 de 2018, ya que no hacerlo se convierte en un factor de riesgo alto para su personal al momento de realizar labores de mantenimiento y/o en posibles puntos de afectación a la calidad de la potencia en la red.
- Es importante resaltar la buena práctica que se desarrolla por parte de Enerca en cuanto a la continua comunicación de información del cumplimiento al RETIE, por parte de las oficinas de planeación y alcaldías en general, con el fin de prevenir la violación de distancias de seguridad.
- Si bien se evidencian mejoras en los indicadores de calidad DES y FES de Enerca en comparación con el año 2018, persisten las afectaciones a usuarios vinculados a circuitos con cifras de interrupciones en tiempo o frecuencia mayores a los límites establecidos por la regulación.

- Es claro que el prestador ha realizado esfuerzos económicos considerables en pro de lograr cumplir con los requisitos que en materia de calidad fueron establecidos por las Resoluciones CREG 097 de 2008 y 015 de 2018, pero los mismos no han sido suficientes, ya que según estimaciones realizadas al interior de Enerca, solo hasta finales del año 2021 podrían cumplir completamente con lo establecido en las mismas, lo cual no solo trae consigo afectaciones a los usuarios de su mercado que no perciben las compensaciones correspondientes por posibles problemas en la continuidad del servicio, sino también a las finanzas internas de la compañía, por las penalizaciones que el incumplimiento conlleva.
- Se evidencian incumplimientos regulatorios del RETIE respecto a los límites establecidos para las mediciones de puesta a tierra, la no existencia de mediciones de paso y de contacto, y la falta de certificaciones de cumplimiento RETIE que, si bien Enerca cuenta con instalaciones previas a la entrada en vigor de este, su implementación es una garantía de la seguridad de las instalaciones.
- Se evidencia incumplimiento a la resolución No. SSPD – 20192200020155 del 25/06/2019 de cargue de información al SUI respecto al reporte de accidentes de origen eléctrico.
- Se evidencia incumplimiento a la Resolución CREG 024 de 2005 ya que no se observa que los equipos de medición implementados cumplan las disposiciones señaladas en el artículo tercero.
- El prestador cuenta con un sistema de administración del riesgo de gestión, corrupción, seguridad digital y desastres en la empresa, por lo anterior se hace gestión del riesgo a los procesos: Operativos, Corrupción, Seguridad de Información, Financiero, Cumplimiento Regulatorio y Riesgo de Desastres.
- 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 (no importa su tipo de vinculación) en la entidad.
- Dentro de los documentos aportados, así como lo conversado en la reunión del 10 de septiembre de 2020 se observó que actualmente no cuentan con una política de gestión integral del riesgo, debido a que se han basado en las pautas suministradas por el DAFP; sin embargo, debido a que el prestador cuenta con una definición de objetivos de la organización y su compromiso para la gestión e intervención del riesgo, junto con otros componentes mencionados en la ISO-NTC 31000 para construir la política, 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 8 PDF y 5 Excel, entre ellos está el “Anexo 1. Plan de Gestión de Riesgos de Desastres y Continuidad del Negocio” 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 fortalecimiento de la infraestructura, implementación de gaviones (y reforzamiento de estos) que no ha plasmado en los documentos, por lo cual se sugiere realizar los correspondientes ajustes ingresando esta información al PGRDEPP.
- Es importante que dentro de los documentos correspondiente al 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 mencionan una sola subestación de las 77 con las que cuentan (incluyendo las 6 principales) y las dos sedes administrativas; 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 al procedimiento de valoración del riesgo 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.

8.3. ASPECTOS COMERCIALES

- Se presentó un incremento de 6,5% de usuarios residenciales para el año 2019 respecto al año anterior, por su parte los usuarios No Residenciales tuvieron un incremento del 6% en el año 2019 especialmente por los usuarios comerciales que se incorporaron al mercado.
- La empresa tiene indicadores adecuados respecto a usuarios estimados y usuarios sin medidor, ya que se encuentran por debajo del promedio nacional; sin embargo, en usuarios de estratos 1, 2, 4 y sector comercial se incrementó la estimación de consumo respecto al año anterior con 3,4%, 8%, 37,6% y 6,9% respectivamente.
- Teniendo en cuenta las fallas presentadas en los medidores electrónicos por presuntas características de la región, es pertinente que Enerca prevea instalar otra marca de medidores electrónicos para evitar fallos reiterativos en los equipos, de igual manera, se recomienda realizar mantenimientos preventivos periódicos en los dispositivos, con la finalidad de disminuir los cambios de los equipos de medida.
- De acuerdo con las verificaciones tarifas realizadas por la DTGE en cumplimiento de las funciones asignadas, no se ha evidenciado irregularidad en la aplicación de la metodología tarifaria en el cálculo de las tarifas de los usuarios regulados.

- Respecto a los usuarios no regulados de Alumbrado Público, llama la atención que aun reportando usuarios en diferentes niveles de tensión y con diferente propiedad de activos la tarifa no varía. Por lo anterior, se requiere que la empresa revise la información certificada en los formatos comerciales para este sector.
- La empresa en el año 2019 otorgó \$ 33.204.000 por concepto de subsidios y en contribuciones facturó \$ 8.865.000, esto arroja un déficit consolidado de \$ 24.339.000.
- Por parte del MME se recibieron giros durante el año 2019 por un valor de \$17.545.000, como balance final la empresa tiene un déficit con subsidios FSSRI de \$12.568.000, las cifras están siendo validadas por el MME y aún no se recibe la validación final sin embargo se han adelantado mesas de trabajo para adelantar dicho trámite.
- No se evidencia aplicación de subsidios FOES a los Barrios Subnormales que tiene Enerca en su mercado durante el año 2019. debido a problemas de cargue de información comercial, dicha situación fue subsanada en enero de 2020. Por otra parte, en caso de no haber normalizado los Barrios Subnormales Cañaguatú 2 y Villa Esperanza, la empresa debe realizar las gestiones con la alcaldía para renovar las certificaciones de estas zonas, con la finalidad de que los usuarios sean beneficiarios del subsidio FOES.
- La empresa cumple con los requisitos mínimos que debe contener una factura de acuerdo con lo estipulado en las resoluciones CREG 108 de 1997, CREG 070 de 1998 CREG 097 DE 2008. Adicionalmente, Enerca menciona entregar facturas con mensajes de ahorro energético y uso racional y eficiente de la energía, tal como lo señala el artículo 20 del Decreto 3683 del Ministerio de Minas y Energía.
- La empresa Enerca para el año 2019 cerró con una participación en el mercado de comercialización de Energía del 85,16%, la cual está compuesta por el mercado Regulado y No regulado presentándose en 21 municipios pertenecientes a tres departamentos (Casanare, Meta y Boyacá).
- Para el año 2019 la empresa contaba con 1 contrato vigente para el mercado No regulado, adicionalmente, para este mercado tenía una participación del 2.39% del total de la demanda distribuida. Por otra parte, en el mercado Regulado la empresa contaba con 8 contratos vigentes para atención de la demanda.
- A partir de los análisis de información obtenida en la visita virtual, como la verificada por la DTGE, se observa en términos generales el cumplimiento de las disposiciones establecidas en el Código de Medida por parte de Enerca. La empresa realiza los reportes diarios al ASIC, con sujeción a 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.
- Respecto a las fallas presentadas en las fronteras en la vigencia 2019, se recomienda a la empresa realizar revisiones periódicas, con la finalidad de mitigar posibles desfases horarios en los medidores u otro tipo de inconvenientes asociados al sistema de medida.

- De acuerdo con las verificaciones tarifas realizadas por la DTGE en cumplimiento de las funciones asignadas, no se ha evidenciado irregularidad en la aplicación de la metodología tarifaria en el cálculo de las tarifas de los usuarios regulados.
- Respecto a los usuarios de Alumbrado Públicos, no regulados, llama la atención que aun reportando usuarios en diferentes niveles de tensión y con diferente propiedad de activos la tarifa no varía. Por lo anterior, se requiere que la empresa revise la información certificada en los formatos comerciales para este sector.

Proyectó: Carlos Andrés Merlano Porras - Asesor DTGE
Gissell Lorena Castro Puentes - Profesional DTGE
Rocío Hernández Ortiz - profesional especializado DTGE
Jhon Cristian Giraldo Parra - Contratista DTGE
María Isabel Cristina Niño Carranza – Contratista DTGE
Jennyfer Marín Pinilla – Contratista DTGE
Kelly Toro Toro – Contratista DTGE
Johanna Díaz Gantiva – Contratista DTGE
Adriana Moreno Pineda - Profesional Especializado DTGE

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