

1. Identificador del prestador

1.1. Nombre o razón social: EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP

1.2. NIT: 844004576 – 0 - ID (SUI-RUPS) 3370

**1.3. Servicio público domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección:
Energía Eléctrica**

**1.4. Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Distribución y
Comercialización**

**1.5. Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 01 de
noviembre de 2007**

2. Identificación de la acción de vigilancia e inspección realizada:

2.1. Año del programa al que pertenece la acción: 2022

2.1. Clase acción: Vigilancia Inspección

2.2. Motivo de la acción: Especial Detallada Concreta

**2.3. Origen causal de la acción: Clasificación de nivel de riesgo Perfilamiento de
riesgo Evaluación de Gestión y Resultados Monitoreo de planes
Denuncia ciudadana (Petición de interés general)**

**2.4. Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Carrera 19 # 6-100 Edificio
Emiro Sossa, Yopal.**

3. Delimitación del marco de evaluación

**3.1. Criterios evaluados: Aspectos administrativos, financieros, comerciales, técnicos,
gestión del riesgo, *reglas de comportamiento* y reporte de información al SUI.**

3.2. Marco temporal de evaluación: 2022

4. Descripción de lo desarrollado:

Se realiza la Evaluación Integral a la Empresa de Energía de Casanare SA ESP dentro del marco de las actividades de inspección, vigilancia y control que realiza la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios.

4.1. Información fuente usada:

Reportes en los aplicativos de XM (Herramientas Operativas – HEROPE, Sistema Nacional de Consignaciones – SNC y el Informe Diario de Operación – IDO), respuesta a requerimiento de información para la realización de la evaluación integral con los radicados SSPD No. 20235291652362 del 08 de mayo de 2023, 20235291952172 del 30 de mayo de 2023 y 20235291615552 del 04 de mayo de 2023. Además, se utilizó la información registrada en el Registro único de Prestadores - RUPS, Reportes SUI y la información recolectada en la visita de inspección.

4.2. Requerimientos realizados:

La Dirección Técnica de Gestión de Energía – DTGE, requirió a la empresa con radicado SSPD No. 20232201380551 del 21 de abril de 2023, sobre información referente de cada uno de los aspectos que se evaluaría en el transcurso de toda la evaluación integral.

Asimismo, mediante comunicación SSPD No. 20232201819901 del 19 de mayo de 2023, enviada al correo electrónico correspondencia@enerca.com.co, la Superintendencia informó de los aspectos a revisar en el marco de la visita por Evaluación Integral a ENERCA SA ESP en la ciudad de Yopal, Casanare.

4.3. Estado de respuesta de requerimientos:

A la fecha el prestador no tiene requerimientos pendientes por respuesta a la Dirección Técnica de Gestión de Energía, en el marco de la evaluación integral.

4.4. Evaluaciones realizadas:

Dentro del proceso de evaluación se tienen en cuenta aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales, reglas de comportamiento, gestión de riegos, RETIE y estado de reporte de información al SUI. En este documento se presentará el detalle de los aspectos anteriormente mencionados para la vigencia 2022, además de identificar acciones correctivas y recomendaciones que tienen por objeto, la mejora en los procesos internos de la empresa y el cumplimiento a la normativa vigente. En ese sentido, se inicia con una breve descripción de la empresa.

4.4.1. Administrativa y Financiera

- **Descripción General de la Empresa:**

La EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP. (en adelante ENERCA), se constituyó el día 30 de octubre de 2003, registrándose en la Superintendencia el 01 de noviembre de 2007, su última fecha de actualización en RUPS fue el día 10 de julio de 2023. Está clasificada para el sistema interconectado nacional para las actividades de Distribución y Comercialización.

La empresa atiende usuarios principalmente en el departamento del Casanare y , siendo la principal compañía en esta área geográfica, adicional presta el servicio en el municipio de Barranca de Upía departamento del Meta y municipio de San Luis de Gaceno del Departamento de Boyacá, ver Tabla 1

Tabla 1. Datos Generales del prestador

Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima
Razón Social	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP
Sigla:	ENERCA SA E.S.P.
NIT:	844004576
ID RUPS:	3370

Representante Legal	Ericca Catalina Neita Pinto
Actividades Desarrolladas	Distribución Comercialización
Año de Entrada en Operación	2004
Auditor – AEGR:	ERNESTO CRUZ MUÑOZ EU
Clasificación:	Sistema Interconectado Nacional
Fecha Última de Actualización	10 de julio 2023
RUPS:	

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Con relación a la planta de personal a diciembre de 2022 la compañía contaba con 83 empleos directos, 22 a término indefinido y 61 a término fijo, su distribución por área se encuentra en la Tabla 2.

Tabla 2 *Planta de personal*

DESCRIPCION POR AREAS	CONTRATO A TERMINO INDEFINIDO	CONTRATO A TERMINO FIJO	TOTAL
Atención Clientes		25	25
Bienes y Servicios	1	2	3
Calidad del Servicio	1		1
Contabilidad	1		1
Contratación	1	1	2
Control de Gestión	1		1
Cuentas y Costos		1	1
Facturación	1		1
Gerencia Administrativa y Financiera	1		1
Gerencia Comercial		1	1

DESCRIPCION POR AREAS	CONTRATO A TERMINO INDEFINIDO	CONTRATO A TERMINO FIJO	TOTAL
Gerencia de Distribución		1	1
Gerencia de Gas		1	1
Gerencia General	1	1	2
Gestión de Activos	1	1	2
Gestión Documental	1	2	3
Gestión Humana		2	2
Gestión Pérdidas		1	1
Ingeniería y Planeamiento Eléctrico		1	1
Jurídica	1	3	4
Operaciones y Centro de Control	1	5	6
Operación y Mantenimiento de Subestaciones		1	1
Operación y Mantenimiento de Gas	1		1
Operación y Mantenimiento de Redes	2	3	5
P.R.Q		2	2
Perdidas De Energía		1	1
Perdidas De Gas		1	1
Planeación, Regulación y Sistema de Integrado de Gestión	1		1
Planeamiento y Calidad del Servicio de Gas		1	1
Prensa y Comunicaciones	1		1

DESCRIPCION POR AREAS	CONTRATO A TERMINO INDEFINIDO	CONTRATO A TERMINO FIJO	TOTAL
Presupuesto	1		1
Recaudo y Cartera	1	1	2
Seguridad y Salud en el Trabajo	1	1	2
Sistema de Integrado de Gestión		1	1
Sistemas de Información	1		1
Tesorería	1		1
Transacciones Comerciales		1	1
TOTAL GENERAL	22	61	83

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

- **Aspectos Financieros**

ENERCA SA ESP se encuentra clasificada bajo normas internacionales de información financiera - NIIF dentro de la Resolución 414 de 2014, mediante la cual se incorpora como del Régimen de Contabilidad Pública.

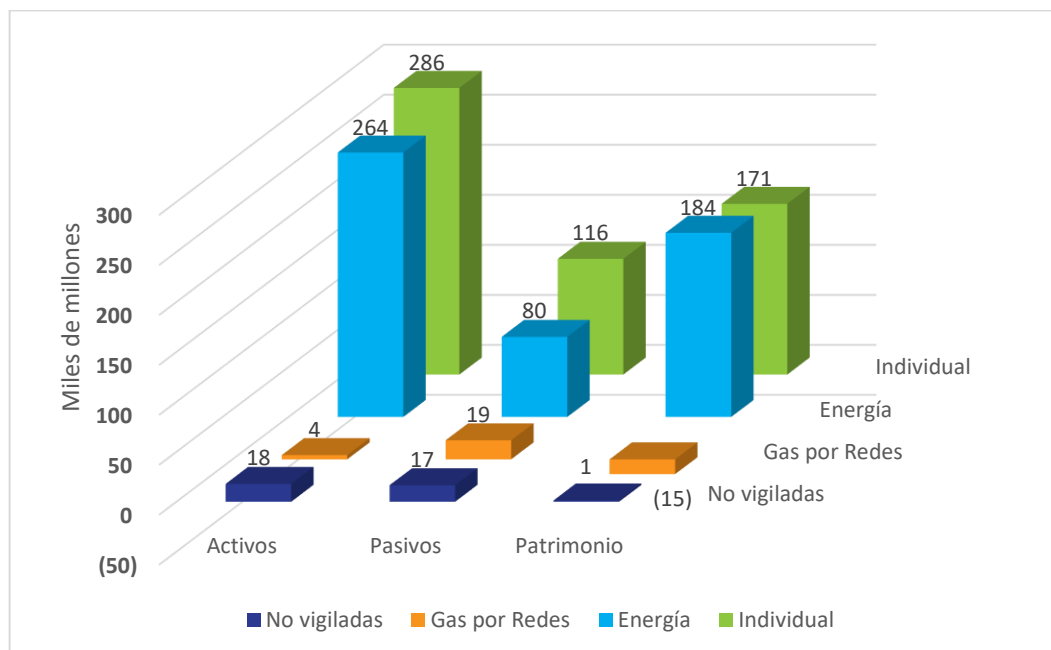
Los Estados Financieros del 2022, se encuentran firmados por Ericca Catalina Neita Pinto, Leonid Estepa Roa, y Luis Alejandro Moreno Rojas, quienes desempeñan los cargos de Gerente General, Contador General y Revisor Fiscal, respectivamente.

- **Porcentaje del servicio Público Domiciliario en el Individual de la Empresa**

La Empresa de Energía de Casanare SA ESP tiene su principal objeto social la prestación de los servicios públicos domiciliarios de Energía Eléctrica y Gas por Redes no obstante, dentro de su portafolio también presta servicios que no son vigilados como, Gas Vehicular y Telecomunicaciones, en datos porcentuales los servicios no vigilados corresponden el 6,2 %

del total activos y el 14,3% de los pasivos de la compañía, la Figura 1 muestra la composición mencionada en valores de millones COP.

Figura 1 *Composición del Estado de situación financiera - parte regulada y no regulada*



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

- **Estado de Situación Financiera**

Empresa de Energía de Casanare SA ESP ubicada bajo la norma internacional en el grupo de la Resolución 414 de la Contaduría General de la Nación, con relación al tamaño de la empresa y tomando la referencia del Decreto 1074 de 2015, se cataloga la compañía como gran empresa por tener ingresos superiores a 483 034 Uvt en el sector de servicios, la Evaluación Integral está encaminada a efectuar análisis de los resultados del servicio público domiciliario de energía eléctrica.

Tabla 3 Estado de Situación Financiera

Concepto	2022 COP	2021 COP	Análisis	Análisis
Efectivo y equivalentes al	8.741.290.000	5.803.175.000	50,63	3,31
Cuentas comerciales por cobrar	12.339.695.000	10.971.034.000	12,48	4,67
Otras cuentas por cobrar	20.584.090.000	14.023.130.000	46,79	7,79
Total cuentas comerciales por	32.923.785.000	24.994.164.000	31,73	12,45
Inventarios corrientes	2.545.292.000	3.204.858.000	-20,58	0,96
Activo por impuesto a las	548.587.000	3.956.052.000	-86,13	0,21
Otros activos financieros	7.236.390.000	7.979.145.000	-9,31	2,74
Activos corrientes totales	51.995.344.000	45.937.394.000	-33,67	19,67
Propiedades, planta y equipo	194.493.867.000	189.907.428.000	2,42	73,57
Cuentas comerciales por cobrar	9.676.828.000	7.384.785.000	31,04	3,66
Total cuentas comerciales por	9.676.828.000	7.384.785.000	31,04	3,66
Activos por impuestos diferidos	457.830.000	440.882.000	3,84	0,17
Activos intangibles	90.031.000	90.031.000	0,00	0,03
Otros activos	7.666.973.000	1.331.241.000	475,93	2,90
Total Otros activos no	8.214.834.000	1.862.154.000	341,15	3,11
Total de activos no corrientes	212.385.529.000	199.154.367.000	6,64	80,33
Total de activos	264.380.873.000	245.091.761.000	7,87	100,00
Provisiones corrientes por	550.716.000	566.927.000	-2,86	0,21
Otras provisiones corrientes	476.952.000	448.923.000	6,24	0,18

Concepto	2022 COP	2021 COP	Análisis	Análisis
Total provisiones corrientes	1.027.668.000	1.015.850.000	1,16	0,39
Cuentas comerciales por pagar	28.498.067.000	22.768.929.000	25,16	10,78
Otras cuentas comerciales por	5.082.775.000			1,92
Total cuentas comerciales por	33.580.842.000	22.768.929.000	47,49	12,70
Préstamos por pagar	5.967.426.000	11.475.730.000	-48,00	2,26
Pasivo por impuesto a las	4.000.690.000	496.902.000	705,13	1,51
Total Otros pasivos corrientes	9.968.116.000	11.972.632.000	657,13	3,77
Otros pasivos financieros	331.541.000	1.516.590.000	-78,14	0,13
Pasivos corrientes totales	44.908.167.000	37.274.001.000	627,64	16,99
Pasivos por préstamos por pagar	41.171.000	775.263.000	-94,69	0,02
Pasivo por impuestos diferidos	33.948.059.000	35.608.211.000	-4,66	12,84
Otros pasivos diferidos no	1.282.150.000	755.780.000	69,65	0,48
Total otros pasivos no	1.282.150.000	755.780.000	69,65	0,48
Total de pasivos no corrientes	35.271.380.000	37.139.254.000	-29,71	13,34
Total pasivos	80.179.547.000	74.413.255.000	7,75	30,33
Capital suscrito y pagado	100.539.748.000	100.539.748.000	0,00	38,03
Reserva Legal	691.344.000	691.344.000	0,00	0,26
Otras Reservas	7.957.843.000	7.957.843.000	0,00	3,01
Ganancias acumuladas	75.012.391.000	61.489.571.000	21,99	28,37
Patrimonio total	184.201.326.000	170.678.506.000	21,99	69,67

Concepto	2022 COP	2021 COP	Análisis	Análisis
Total de patrimonio y pasivos	264.380.873.000	245.091.761.000	29,74	100,00

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Verificando el Estado de Situación Financiera contenido en la **Tabla 3** encontramos que los activos de la empresa en la vigencia 2022 se posesionan en 264 381 millones COP 7,87% mayor al que presenta en la vigencia 2021, en cuanto a los Pasivos estos aumentaron en 7,75 puntos porcentuales pasando de 74 413 millones COP en 2021 a 80 179 millones COP en 2022, el patrimonio aumentó 22% ubicándose en diciembre 31 de 2022 en 184 201 millones COP.

El Rubro más representativo dentro del activo es la propiedad planta y equipo con 73,57%, lo cual es lógico teniendo en cuenta que es la distribución de energía una de sus actividades más representativas y para poder generar ingresos importantes es necesario tener una infraestructura de unidades constructivas de redes eléctricas, subestaciones y otras asociadas a esta actividad, el siguiente rubro en importancia del activo es la cartera del servicio con 8,33%, el restante 18.11% del activo se distribuye principalmente en: Otras cuentas por cobrar corrientes 7,79% efectivo y equivalentes de efectivo 3,31% otras cuentas por cobrar 4.79%

Con relación al financiamiento de la compañía este se compone de la siguiente forma: 30,33% con terceros y 69,67% con accionistas; en cuanto al apalancamiento con terceros sus principales pasivos son, 37,16% sector financiero, 27,54% cuentas por pagar de bienes servicios y otras cuentas por pagar, en tercer lugar, con 16,69% acreencias relacionadas con impuestos.

El Patrimonio de la compañía asciende a 184 201 millones COP, 13 523 millones COP superior que la vigencia 2021, el capital suscrito y pago de la compañía es el 38.03% del patrimonio total, las reservas ascienden a 8 649 millones COP, las ganancias acumuladas 75 012 millones COP

- **Cartera de la Prestación del Servicio**

La cartera del servicio es de los rubros más relevantes de la empresa, por cuanto acumula los saldos adeudados tanto por los usuarios como el Ministerio de Minas y Energía en la prestación del servicio público de energía eléctrica, la Tabla 4 muestra las condiciones a diciembre de 2022 de los diferentes estratos, siendo el rubro de estrato 2 el que acumula mayores saldos de cartera con 5 187 millones COP seguido por cartera asociada a comercializadores por operación de la red con 3 870 millones COP y el estrato comercial con 3 729 millones COP respectivamente, estos 3 acumulan el 51, % de la cartera total.

El deterioro corresponde a 3 123 millones equivalente al 12.4% del total cartera.

Tabla 4 Cartera del Servicio por Estrato Socioeconómico

Concepto	Corriente	No Corriente	Total Cartera
Total Operador de red	3.870.208.000		3.870.208.000
Residencial Estrato 1	929.798.000	1.881.277.000	2.811.075.000
Residencial Estrato 2	1.667.913.000	3.518.976.000	5.186.889.000
Residencial Estrato 3	277.217.000	254.926.000	532.143.000
Residencial Estrato 4	659.372.000	649.266.000	1.308.638.000
Residencial Estrato 5	7.066.000	10.699.000	17.765.000
Residencial Estrato 6	3.167.000	8.351.000	11.518.000
Comercial	2.035.681.000	1.693.642.000	3.729.323.000
Industrial	78.724.000	345.195.000	423.919.000
Oficial	1.425.184.000	391.894.000	1.817.078.000
Alumbrado público	2.456.490.000	253.194.000	2.709.684.000
Usuarios no regulados	65.582.000		65.582.000
Otros	1.142.977.000	1.513.185.000	2.656.162.000
Total Comercialización	10.749.171.000	10.520.605.000	21.269.776.000
Total Cuentas por cobrar Servicio	14.619.379.000	10.520.605.000	25.139.984.000

Total Deterioro Cuentas por Cobrar	2.279.684.000	843.777.000	3.123.461.000
Cuentas por cobrar netas Servicio	12.339.695.000	9.676.828.000	22.016.523.000

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

- **Propiedad Planta y Equipo**

Por el objeto de la empresa, son estos activos los que sustentan la mayor porción de recursos con los que se generan los beneficios en la actividad económica de energía eléctrica, las redes y cables y las denominadas plantas (subestaciones de energía) suman 241 617 millones COP, equivalente al 83,69% de la propiedad planta y equipo, le siguen la maquinaria y las construcciones en curso relacionadas con el rubro de redes pero que se encuentran en etapa de construcción, con 9,08% y 5,55% respectivamente. Ver **Tabla 5**

Tabla 5 Propiedad Planta y Equipo

Concepto	2022 - COP	2021 - COP	% crecimiento
Terrenos	658.000.000	658.000.000	0%
Edificios			
Total terrenos y edificios	658.000.000	658.000.000	0
Maquinaria	26.212.924.000	26.162.913.000	0%
Vehículos	385.871.000	385.871.000	0%
Enseres y accesorios	0	1.107.467.000	-100%
Equipo de oficina	1.112.365.000	2.655.593.000	-58%
Construcciones en proceso	16.033.776.000	2.598.375.000	517%
Propiedades, planta y equipo,	43.744.936.000	32.910.219.000	
Plantas	33.750.780.000	33.855.252.000	0%
Redes y cables	207.866.120.000	206.432.406.000	1%
Total propiedades, planta y equipo,	241.616.900.000	240.287.658.000	0

Concepto	2022 - COP	2021 - COP	% crecimiento
Otras propiedades, planta y equipo	2.696.823.000	51.102.000	5177%
Total propiedades, planta y equipo,	288.716.659.000	273.906.979.000	0
Depreciación acumulada	92.338.149.000	82.040.031.000	13%
Total de propiedades, planta	196.378.510.000	191.866.948.000	0

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Las exigencias regulatorias para la calidad y continuidad del servicio establecidas por la Comisión de Regulación en su Resolución 015 de 2018 hacen que la empresa deba tener unos requerimientos importantes en materia de inversión, el total del aumento de la propiedad planta y equipo que tienen que ver con unidades constructivas y activos eléctricos, en la Tabla 6 se muestra las inversiones que la empresa tienen en proceso de construcción relativas con las inversiones.

Tabla 6 Inversiones en Activos Eléctricos

Conceptos	Saldo 2022 COP	(=) valor en libros	% avance	Fecha estimada de terminación
Construcciones en curso	16.033.775.845	16.033.775.845		
Contrato de obra 431 de 2020. reposición de redes eléctricas de media tensión a nivel de 34.5 KV. en los municipios de Aguazul y Yopal	1.894.652.788	1.894.652.788	100	en proceso de incorporación a los activos
contrato de obra 424 de 2020. reposición de redes 34.5 y 13.2 KV doble circuito red ecológica sector marginal de la selva s/e aguazul desde PR 78+783 hasta el PR 81+447; en el municipio de aguazul.	880.421.451	880.421.451	100	en proceso de incorporación a los activos
orden de obra 378 de 2021: construcción electrificación en	109.350.659	109.350.659	100	en proceso de liquidación contractual

Conceptos	Saldo 2022 COP	(=) valor en libros	% avance	Fecha estimada de terminación
diferentes Vdas del municipio de Nunchia				
contrato de obra n° 384 de 2021. mejoramiento de infraestructura eléctrica a nivel de 13.2 KV en diferentes sectores del municipio de maní.	3.849.158.369	3.849.158.369	95	16/01/2023
contrato de obra 389 de 2021: remodelación de redes eléctricas en baja tensión a red trenzada en sectores críticos del área urbana del municipio de Yopal.	4.566.708.289	4.566.708.289	90	17/02/2023
contrato de obra 382 de 2021.mejoramiento de infraestructura eléctrica a nivel de 13.2 kv en el casco urbano y rural del municipio de támara.	874.989.124	874.989.124	100	en proceso de liquidación contractual
contrato de obra n° 237 de 2022. construcción repotenciación red en doble circuito 34.5/13.8 KV aguazul	3.470.795.648	3.470.795.648	43	1/03/2023
electrificación veredas redención, macuco, romero, y ampliación barranquilla, Santacruz, proyecto OCAD FNR 33605	387.699.517	387.699.517	100	en proceso de incorporación a los activos

Fuente: ENERCA

➤ Otros Activos

En este literal reuniremos rubros diferentes a la cartera del servicio y la propiedad planta y equipo, corresponde a 18,11%, se referencian, efectivo y equivalentes de efectivo 8 471 millones COP, otras cuentas por cobrar 20 585 millones COP, otros activos financieros corrientes 7 236 COP y otros activos 7 236 millones COP.

➤ Pasivo Financiero

Posicionándose en 6 009 millones COP corresponden al 7,49% del endeudamiento con terceros de estos 5 967 millones COP a corto plazo y 41 millones COP a largo plazo, se evidencia una disminución de 6 242 millones COP con relación a la vigencia 2021, según la Nota 20 préstamos por pagar, este menor valor obedece a:

(..)

«Es importante señalar que la empresa con el repunte en las ventas tuvo flujo de efectivo que le permitió pagar sus préstamos bancarios los cuales se redujeron en un 51% con respecto al año anterior. Se pasó de tener créditos bancarios por 12.251 millones de pesos en 2021 a 6.008 millones en 2022.»

Las entidades financieras con las que se obtuvo esta financiación fueron Banco de Occidente, Banco de Bogotá y Findeter.

- **Cuentas comerciales por Pagar y otras cuentas por pagar**

Principalmente corresponde a obligaciones contraídas con el mercado por la compra de energía sumando 24 498 millones, adicional se tienen obligaciones por recursos a favor de terceros por 5 273 millones COP y otras cuentas por pagar 5 082 millones de estos rubros las notas a los estados financieros comentan los siguiente:

(...)

«Recursos a favor de terceros. Representa principalmente recursos que ENERCA S.A. ESP, ha recaudado por concepto de impuesto de alumbrado público; recaudos por clasificar sobre depósitos recibidos por usuarios; recaudos recibidos a favor de alianzas comerciales suscritos por la entidad, recaudo de la sobretasa del art. 313 de la Ley 1955/19; recaudo de aportes voluntarios de usuarios con ocasión de la Resolución CREG 050 de 2020; recaudo de la contribución de la Ley 1106 de 2006:

Otras cuentas por pagar. Representa los saldos a favor de usuarios por consignaciones realizadas por mayor valor de lo facturado; cuentas por pagar por concepto de honorarios y arrendamiento operativo que ENERCA S.A. ESP, ha contraído con

terceros, relacionados con las operaciones que lleva a cabo, en desarrollo de funciones de cometido estatal»

- **Otros Pasivos**

En este literal reuniremos rubros diferentes a los pasivos por cuentas por pagar de bienes y servicios y otras cuentas por pagar de estas acreencias podemos destacar el valor de los pasivos por impuestos diferidos 33 948 millones COP, avances y anticipos recibidos 1 282 millones COP corresponden a

(...)

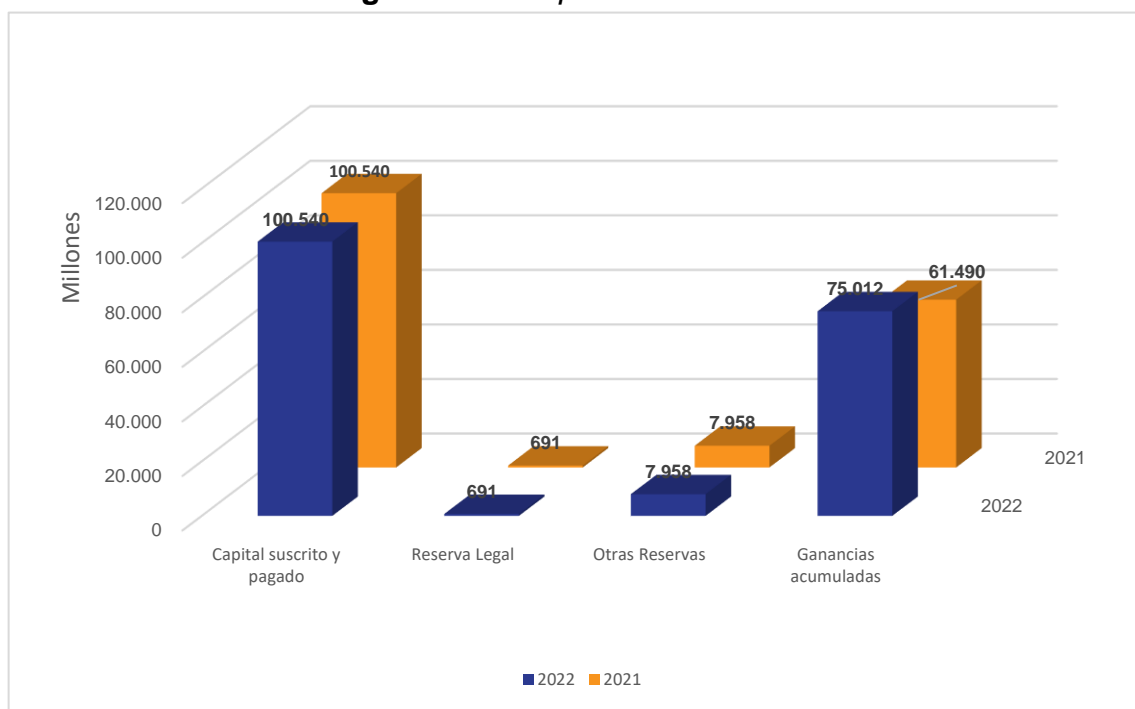
«Corresponde a contratos de acceso y conexión a las redes de ENERCA S.A ESP, sobre los cuales la empresa construyó la red de acceso con recursos recibidos de Oleoducto de los Llanos Orientales S.A y Oleoducto Bicentenario de Colombia SAS; éstos se van amortizando con la prestación del servicio de energía.»

Dentro de sus acreencias Empresa de Energía de Casanare tiene en proceso litigios a los cuales les realizó una contingencia por tener la posibilidad de dar por perdido estas demandas 449 millones COP, se clasifican en administrativas 350 millones COP, laborales 126 millones COP.

➤ **Patrimonio**

Lo relacionado con el patrimonio individual de la empresa, se posiciona en 184 201 millones COP. Está conformado por los siguientes conceptos: a) ganancias acumuladas 40,72%, este rubro agrupa las ganancias y pérdidas de ejercicios anteriores y los efectos de transición al nuevo marco regulatorio NIF, b) Capital emitido de los socios 100 540 millones, c) Reservas de la compañía suman 8 649 millones COP. (Figura 2)

Figura 2 *Conceptos de Patrimonio*



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

- **Estado de Resultados Integrales**

Para la vigencia 2022 la situación de resultados integrales muestra aumento en ingresos por el orden del 17,4% posicionándose en 318 102 millones COP, el costo de ventas también revela un incremento del 29%, no obstante la utilidad bruta del ejercicio para la vigencia 2022 se posiciono en 40 094 millones COP, 18,7% superior a la presentada en 2021, otras partidas como son los gastos administrativos presentaron una mayor eficiencia pasando de 11 136 millones COP en 2021 a 10 969 millones COP en 2022, con relación a erogaciones que tienen una mayor salida, encontramos los costos financieros que pasaron 2 121 millones COP en 2021 a 3 146 millones COP en 2022, otros Gastos 431 millones COP en 2021 a 589 millones COP en 2022. (Tabla 7)

Tabla 7 Estado de Resultados Integrales

CONCEPTO FINANCIERO	2022	2021	Análisis Horizontal	Análisis Vertical
Ingresos de actividades ordinarias	318.102.076.000	224.394.631.000	17,4	100,0
Costo de ventas	278.008.489.000	226.384.988.000	29,0	83,2
Ganancia bruta	40.093.587.000	-1.990.357.000	-18,7	16,8
Otros ingresos	334.760.000	857.046.000	15,8	1,7
Gastos de administración, operación y ventas	10.969.049.000	11.136.013.000	-24,0	5,0
Otros gastos	588.807.000	431.287.000	63,9	2,1
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	28.870.491.000	-12.700.611.000	-327,3	0,0
Ingresos financieros	13.698.000	13.001.000	10,2	0,3
Costos financieros	3.146.282.000	2.121.281.000	138,1	2,5
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	25.737.907.000	-14.808.891.000	-31,7	9,3
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente	10.601.289.000	2.264.390.000	-21,8	3,7
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias diferido	-1.634.249.000	228.238.000	-130,0	-0,2
Ganancia (pérdida)	16.770.867.000	-17.301.519.000	-29,6	5,7

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

➤ **Ingresos de Actividades ordinarias**

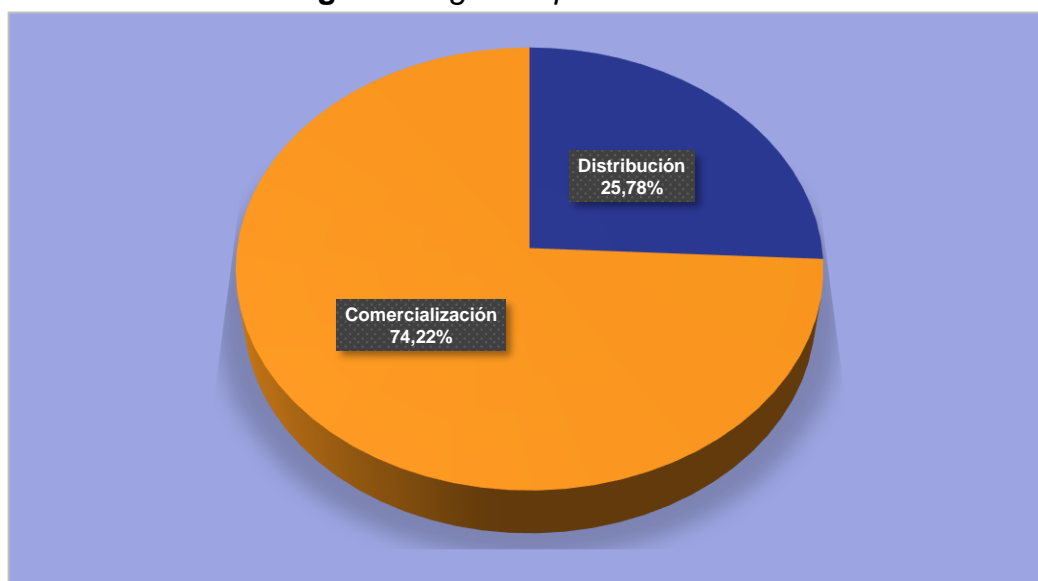
El total de los ingresos ordinarios sumaron 318 102 millones COP superando en 93 707 millones COP la vigencia 2021, se encuentran distribuidos como lo muestra la Figura 3; la comercialización es la actividad que tiene una mayor porción con el 74,22%, seguido por la distribución del 25,78%; respecto al aumento de los ingresos la prestadora indica:

(...)

«Es necesario considerar que el cambio regulatorio dado con la nueva metodología de remuneración, a través de la Resolución CREG 015 de 2018 (cuya implementación para Enerca S.A. E.S.P. sucedió en 2022 una vez aprobados los nuevos cargos), trajo

consigo implicaciones financieras positivas para la empresa en el segundo semestre de 2022. Sin embargo, debe advertirse que del cumplimiento de la ejecución de los Planes de Inversión en los años siguientes depende, en gran medida el futuro financiero de la Compañía, toda vez que para mantener los niveles de remuneración se requiere mantener también activos y en ejecución los Planes de Inversión, lo que conlleva como exigencia un mayor esfuerzo presupuestal en cada periodo fiscal.»

Figura 3 Ingresos por Actividades



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

➤ **Costo de Ventas**

En la vigencia 2022 las erogaciones de costos de ventas para la prestación del servicio de energía ascienden a 278 008 millones COP, la .

Tabla 8 revela los conceptos, los más representativos corresponden a costos compras de energía 162 529 millones COP, de estos el 90% Compras a largo plazo y 10% compras en

Bolsa, uso de líneas redes y ductos 40 291 millones COP, órdenes y contratos por otros servicios 8 988 millones COP, beneficios a empleados y honorarios 9 175 COP, órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones 26 485 millones COP; con relación a la vigencia anterior los costos aumentaron 51 623 COP la empresa indica que este incremento se relaciona con: incrementos en las compas de energía tanto a largo como a corto plazo, mayores erogaciones en ordenes de mantenimiento y otros contratos.

Tabla 8 Conceptos Principales del costo de ventas

Concepto	COP	%
Total costo de ventas	278.008.489.000	100
Beneficios a empleados	2.251.585.000	0,81
Honorarios	6.923.383.000	2,49
Impuestos, Tasas y Contribuciones (No incluye impuesto de renta)	892.000	0,00
Generales	724.068.000	0,26
Depreciación	10.191.287.000	3,67
Arrendamientos	12.071.491.000	4,34
Compras en bloque y/o a largo plazo	145.482.523.000	52,33
Compras en bolsa y/o a corto plazo	17.046.792.000	6,13
Gastos de conexión	2.670.410.000	0,96
Uso de Líneas, redes y ductos	40.291.115.000	14,49
Gastos asociados a las transacciones en el mercado minorista	693.262.000	0,25
Total de bienes y servicios públicos para la venta	206.184.102.000	74,16
licencias, contribuciones y regalías	8.873.000	0,00
Órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones	26.485.278.000	9,53
Servicios públicos	543.422.000	0,20
Materiales y otros gastos de operación	2.391.193.000	0,86
Seguros	1.244.277.000	0,45
Órdenes y contratos por otros servicios	8.988.638.000	3,23

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

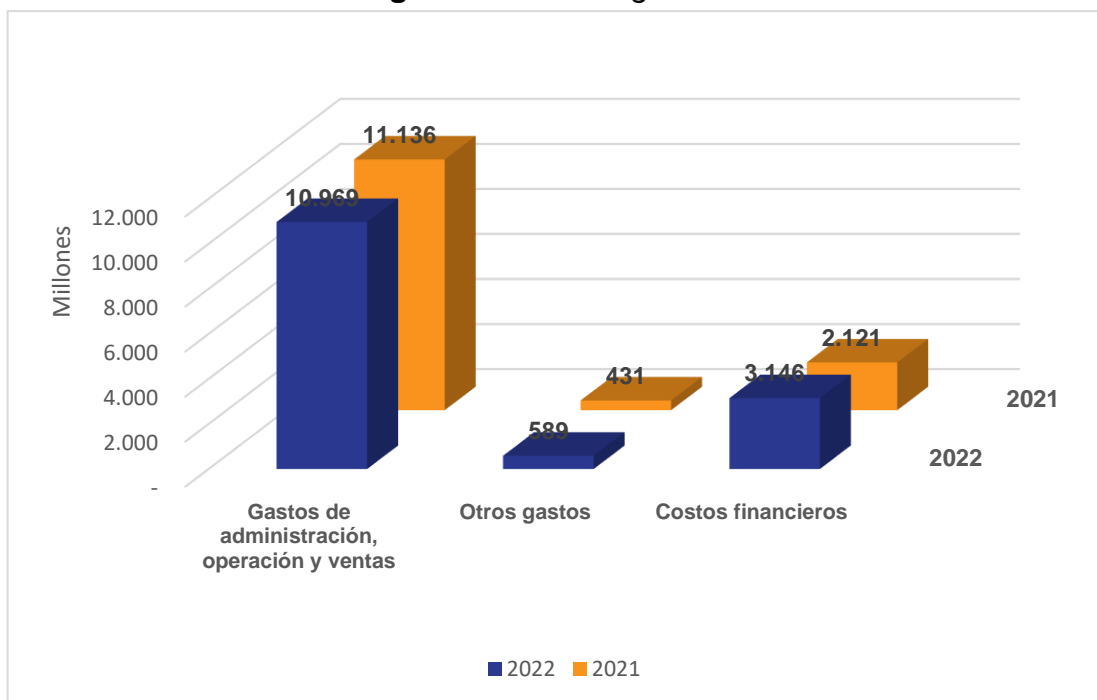
➤ **Otras Erogaciones**

Los gastos de administración suman 10 969 millones, de estos los más representativos son Impuestos tasas y Contribuciones 6 221 millones COP Generales 1 886 millones COP Beneficios a empleados 1 695 millones COP; los gastos financieros se ubicaron en 3 146 millones COP (Ver Figura 4), la nota 29.7 indica:

(...)

«Este rubro contiene el reconocimiento del costo efectivo de créditos de tesorería, comisiones de servicios financieros»

Figura 4 Otras Erogaciones



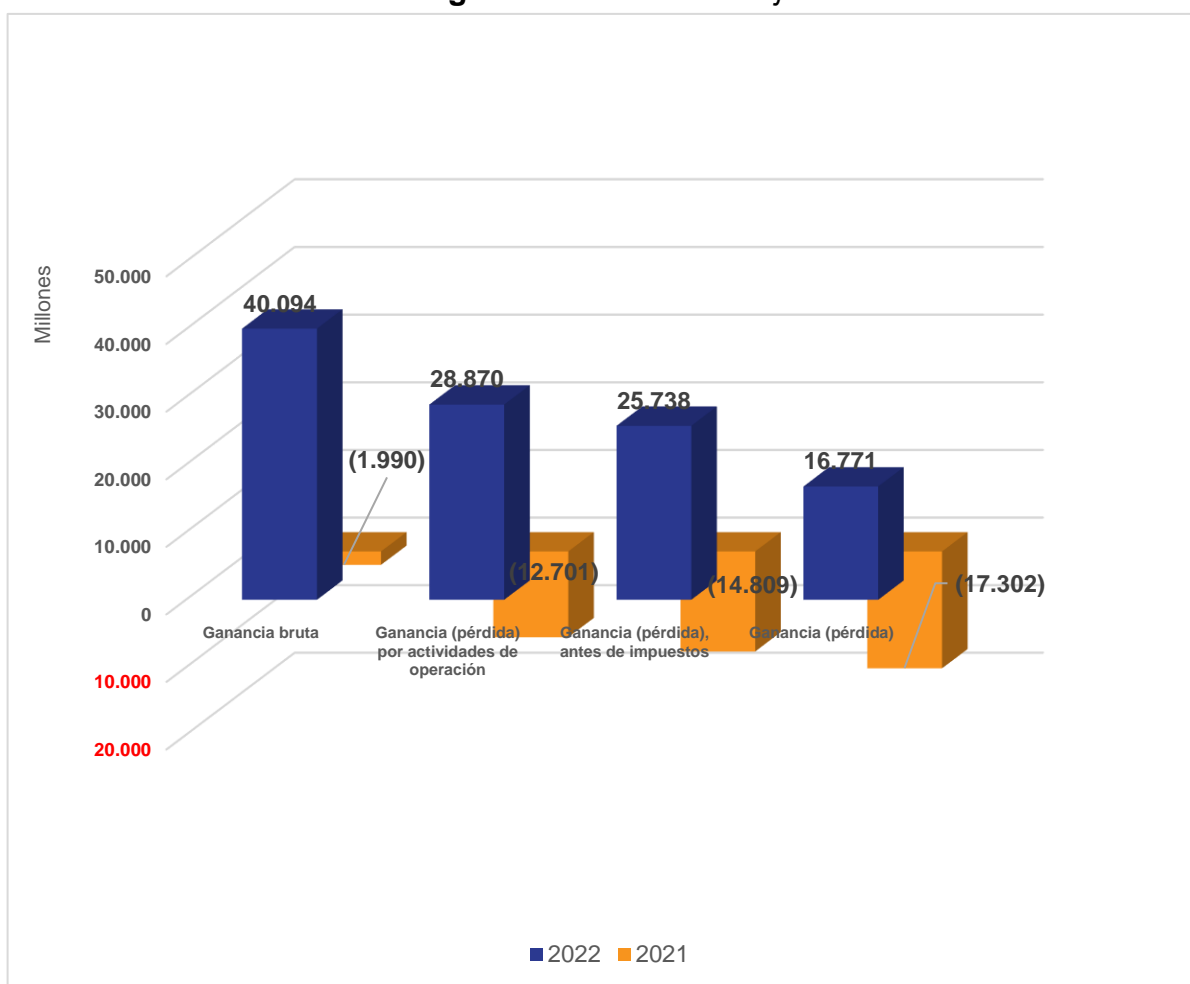
Fuente: Sistema Único de Información – SUI

➤ **Utilidades generadas**

Para el periodo terminado de 2022, Empresa de Energía del Casanare presentó una ganancia neta por valor de 16 771 millones COP, mejorando el periodo anterior en 34 072 millones COP cuyo valor era negativo en 17 301 millones COP, haciendo una verificación de los distintos

resultados del periodo encontramos que la ganancia bruta es de 40 094 millones COP, ganancia operacional 28 870 millones COP y ganancia neta 16 771 millones COP, en comparación con la vigencia anterior todas las utilidades evidencian mejores comportamientos, por cuanto en el 2021 se venían presentando pérdidas Figura 5, estos cambios en la situación económica de la prestadora están aunados a la entrada de la metodología de remuneración y a lograr mejores coberturas en la compra energía.

Figura 5 Utilidades del Ejercicio



Fuente: Sistema Único de Información – SUI

- **Flujo de Efectivo**

La empresa cierra con un efectivo de 8 741 millones COP, 2 938 millones superior al cierre de la vigencia 2021, el aumento en los flujos de operación producto de los buenos resultados obtenidos en el periodo como consecuencia del aumento de los ingresos por el recalcu del componente de distribución, produjo que electrificadora del meta reconociera pagos a empresa de Energía del Casanare, generando excedentes que se utilizaron en financiamiento e inversión, la Tabla 9 muestra los resultados en el flujo de efectivo al terminar la vigencia 2022.

Tabla 9 Flujo de Efectivo

Estado de Flujo de Efectivo por Servicio [partidas]	Valores COP
Cobros procedentes de las ventas de bienes y prestación de servicios	296.244.684.000
Cobros procedentes de regalías, cuotas, comisiones y otros ingresos de actividades ordinarias	334.760.000
Otros cobros por actividades de operación	3.142.480.000
Pagos a proveedores por el suministro de bienes y servicios	252.740.836.000
Pagos a y por cuenta de los empleados	3.963.223.000
Pagos y devoluciones de impuestos sobre las ganancias (a menos que puedan clasificarse específicamente dentro de las actividades de inversión o financiación)	11.513.324.000
Otros pagos por actividades de operación	4.336.717.000
Flujos de efectivo netos procedentes (utilizados en) operaciones.	27.167.824.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de operación	27.167.824.000
Pagos por la adquisición de propiedades, planta y equipo	14.854.516.000
Intereses recibidos (solo para empresas no financieras)	13.485.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de inversión	- 14.841.031.000

Estado de Flujo de Efectivo por Servicio [partidas]	Valores COP
Reembolsos de los fondos tomados en préstamos	6.242.396.000
Intereses pagados (solo para empresas no financieras)	3.146.282.000
Flujos de efectivo netos procedentes de (utilizados en) actividades de financiación	- 9.388.678.000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo, antes del efecto de los cambios en la tasa de cambio	2.938.115.000
Incremento (disminución) neto de efectivo y equivalentes al efectivo	2.938.115.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al comienzo del periodo	5.803.175.000
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	8.741.290.000

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

- **Resultados por Actividad prestada**

La Dirección Técnica de Energía con la información certificada por los prestadores al Sistema Único de Información SUI, específicamente el cargue de la taxonomía XBRL anual, desarrolla un análisis de resultados por actividad prestada, la Tabla 10 muestra como los resultados positivos en la vigencia 2022 se materializaron en las dos actividades que presta la compañía, no obstante, la actividad de distribución con 18 907 millones COP produjo los mejores valores positivos, la actividad de comercialización aportó 10 217 millones COP, sin embargo la operación de la compañía pudo mejorar de no tener que acogerse a la opción tarifaria donde la empresa se ve abocada a no facturar ingresos por valor de 24 083 millones COP.

Tabla 10 *Distribución de Utilidades por Unidad de Negocio*

Concepto	Sistema Interconectado Nacional	
	Distribución	Comercialización
Ingresos	82.009.897.000	236.092.179.000

Concepto	Sistema Interconectado Nacional	
	Distribución	Comercialización
Costos operativos	60.368.679.000	217.639.810.000
Gastos administrativos	2.733.821.000	8.235.228.000
Utilidad operacional del negocio	18.907.397.000	10.217.141.000
Utilidad operacional del servicio	29.124.538.000	
Otros Ingresos	334.760.000	
Ingresos Financieros	13.698.000	
Otros gastos	1.855.642.000	
Gastos Financieros	1.879.447.000	
Utilidad no operacional	-3.386.631.000	
Utilidad antes de impuestos	25.737.907.000	
Impuesto de renta	8.967.040.000	
Utilidad neta del ejercicio	16.770.867.000	

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

- **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 2022, a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, pone a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año teniendo como base las actuales mediciones en la vigencia 2022. (Ver Tabla 11)

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2022 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes (Ver Tabla 11 y Tabla 12)

Tabla 11 Indicadores de Gestión - Referentes CREG

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2022	Referente CREG	CONCEPTO
Margen Operacional	12,34%	25,00%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	12,49	64,60	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar-Días	28,85	45,96	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	37,42	24,93	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,16	1,84	No cumple

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Tabla 12 Indicadores de Gestión Referentes NIF

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2022	Referente NIF	CONCEPTO
Margen Operacional	12,34%	21,36%	No cumple
Cobertura de Intereses – Veces	12,49	27,47	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar-Días	28,85	46,94	Cumple
Rotación de Cuentas por Pagar – Días	37,42	35,86	No cumple
Razón Corriente – Veces	1,16	1,84	No cumple

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

Con relación a los resultados para el prestador Empresa de Energía del Casanare, se evidencia que la compañía no cumple con 4 referentes establecidos por la Comisión de Regulación de Energía y Gas según Resolución 034 de 2004, como tampoco cumple 4 referentes establecido por este despacho con valores tomados bajo norma internacional. Sin embargo, los resultados obtenidos no evidencian problemas financieros que pudieren afectar la prestación del servicio público, expresan que la compañía se encuentra por debajo de la media del grupo de distribución y comercialización a los cuales se le calculó estos indicadores

- **Auditoría Externa de Gestión de Resultados**

El informe de auditoría sobre la vigencia 2022 no ha sido certificado ante la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, al respecto, la prestadora en radicado 20235292649632 indica que la Auditoría tuvo un infortunio en su representante legal lo que ha impedido desarrollar las actividades propias de Auditoría.

(...)

El Representante Legal de J.J CONSULTORES S.A.S falleció, por lo que el reporte anual de información de la auditoría externa que se debía presentarse el 30 de junio de 2023, no se efectuó con ocasión a este suceso. Acto seguido, la empresa procedió a contratar los servicios con la firma ERNESTO CRUZ MUÑOZ E.U., según contrato No. 213 de 2023, para cumplir el compromiso de los reportes de información correspondiente, no obstante, lo anterior en razón a las circunstancias antes mencionadas y en consideración a la recopilación de información al nuevo auditor y cambios en la presentación de los reportes, se reportará en el menor tiempo posible.

4.4.2. Aspectos Comerciales

Según la información reportada en el SUI, a cierre del año 2022, ENERCA registró la atención a un promedio mensual de 148.706 usuarios en el mercado de comercialización CASANARE, se menciona el promedio porque es normal dentro de la dinámica del servicio de energía que a

través de los meses usuarios cambien de comercializador, los cuales se encontraron en los siguientes estratos y sectores (Ver Tabla 13).

Tabla 13 Cantidad de usuarios promedio 2022 por estrato.

Estrato	Descripción	2021	2022	Variación %
1	Estrato 1	39,497	46,004	16.5%
2	Estrato 2	53,179	61,269	15.2%
3	Estrato 3	17,784	18,610	4.6%
4	Estrato 4	5,775	7,624	32.0%
5	Estrato 5	20	33	64.2%
6	Estrato 6	5	13	154.2%
AC	Áreas Comunes	179	47	-73.9%
AP	Alumbrado Público	106	43	-59.3%
C	Comercial	11,711	12,694	8.4%
I	Industrial	212	294	38.7%
IA	Industrial Bombeo	71	18	-75.2%
O	Oficial	1,139	1,488	30.7%
P	Provisional	454	571	25.9%
Total		130,132	148,706	14.3%

Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Para las vigencias 2021 y 2022 se observa una variación de 18 574 usuarios promedio, lo cual equivale a una variación de 14,3%. Este crecimiento se evidencia principalmente en los estratos 1 y 2, los cuales crecieron notablemente en cantidad de usuarios.

En cuanto a los usuarios no residenciales, se observa una disminución bastante elevada de 73,9% de usuarios correspondientes a Áreas Comunes.

Así mismo, la empresa reporta para el mes de diciembre de 2022 la siguiente información en cuanto a usuarios regulados y no regulados:

Tabla 14 Usuarios regulados y no regulados diciembre-2022 para ENERCA.

Tipo de Usuario	Cantidad
Usuarios Regulados	135 680
Usuarios no Regulados	7

Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Tal como se puede observar en la Tabla 14, el 99,9% de los usuarios son regulados, y tan solo 7 usuarios son no regulados para el cierre de la vigencia 2022.

Por otro lado, un aspecto positivo que es importante resaltar es el crecimiento promedio que tuvieron los usuarios del sector industrial que pasaron a tener 82 usuarios de más, al igual que los comerciales que crecieron en 983 usuarios en 2022.

Tabla 15 Cantidad de usuarios promedio por municipio 2022 por estrato / sector

Municipio	E1	E2	E3	E4	E5	E6	I	C	O	P	AP
AGUAZUL	2676	7270	1175	409	0	0	49	1063	141	30	5
BARRANCA DE UPÍA	971	571	59	90	2	1	3	206	41	3	4
CHÁMEZA	236	351	0	60	0	0	0	22	23	1	1
HATO COROZAL	782	2165	75	88	0	0	1	187	63	11	2
LA SALINA	126	142	3	7	0	0	0	8	25	0	1
MANÍ	1377	2754	104	253	3	3	7	391	71	14	3
MONTERREY	2569	2845	21	160	2	0	7	415	100	12	2
NUNCHÍA	537	1061	55	321	1	0	8	96	51	6	1
OROCUÉ	1172	1371	28	128	2	7	10	205	57	16	1
PAZ DE ARIPORO	6752	3625	14	179	0	0	1	974	107	44	2
PORE	1347	1563	82	158	0	0	6	151	64	20	1
RECETOR	86	141	0	95	0	0	0	11	29	3	1
SABANALARGA	108	908	62	43	3	0	1	50	44	2	1
SÁCAMA	180	349	0	13	0	0	0	20	28	0	1
SAN LUIS DE GACENO	112	456	3	4	0	0	0	3	20	1	1
SAN LUIS DE PALENQUE	480	1242	86	91	4	2	4	97	54	8	1
TÁMARA	718	331	7	165	0	0	3	44	44	1	1
TAURAMENA	3087	2659	750	229	1	1	12	657	76	25	6
TRINIDAD	1244	1694	55	137	0	0	2	303	53	15	5
VILLANUEVA	3237	5555	1256	872	1	0	25	1066	62	10	3
YOPAL	18 208	24 217	14 776	4121	15	0	155	6726	337	348	2

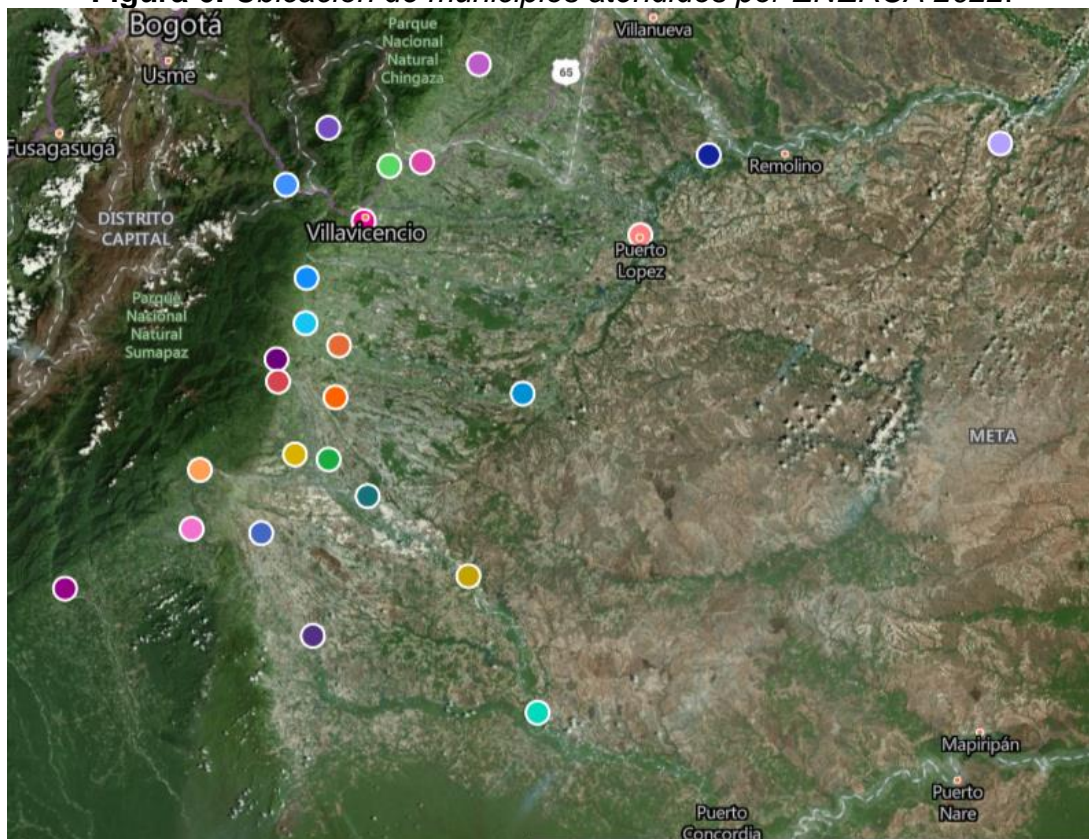
Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

De igual forma, como se puede observar en la Tabla 15 la mayoría de los usuarios de la empresa son residenciales, los cuales configuran el 89,81% del total atendido. Dentro de los usuarios residenciales, los estratos 1, 2 y 3 suman un promedio total de 125 882 usuarios atendidos, o lo que equivale al 84,65%.

Los municipios atendidos por ENERCA que tienen más cantidad de usuarios son Yopal, Villanueva, Aguazul y Paz de Ariporo, los cuales suman el 70,99% de usuarios; de los cuales 68 955 se encuentran en la capital del departamento (Ver Figura 6).

El restante de usuarios que no se ubican en Yopal, es decir, el 29,01% que se encuentran en los demás municipios del departamento de Casanare, para un total de estos municipios de 79 750 usuarios.

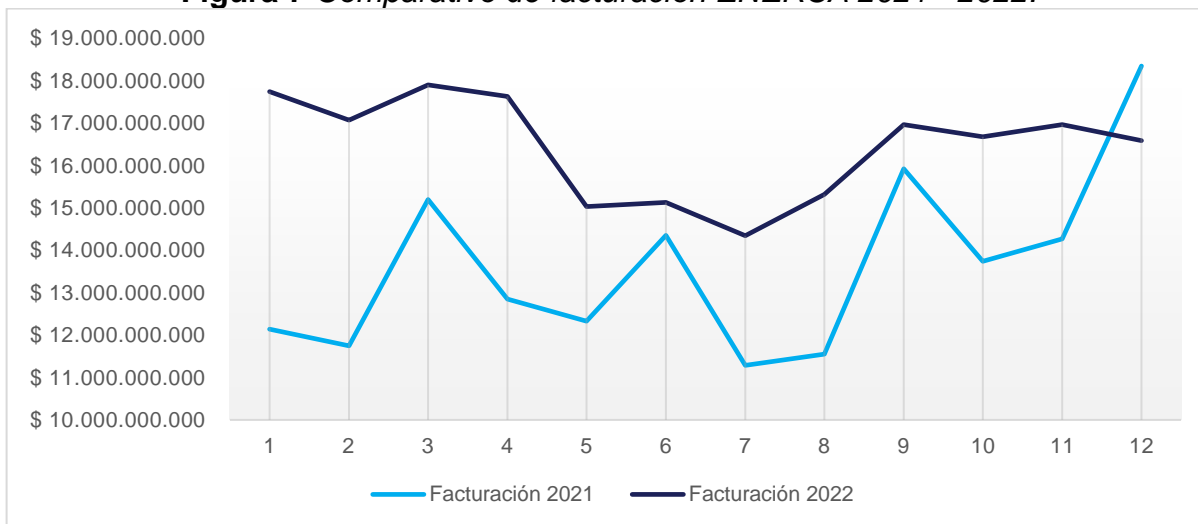
Figura 6. Ubicación de municipios atendidos por ENERCA 2022.



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

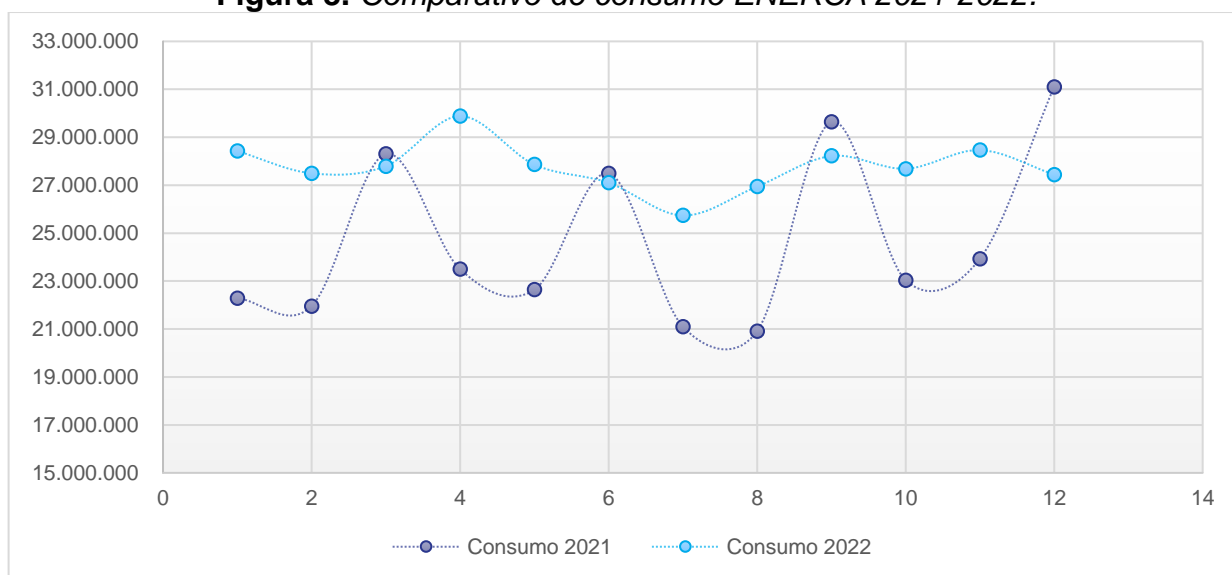
Por otro lado, la facturación total de ENERCA para el año 2022 fue de \$163 683 859 600, lo cual significó un aumento con relación al 2021 de \$33 594 795 367 o, lo que es bien, un aumento porcentual de 21%. Este aumento fue más notorio para los meses de agosto a diciembre del 2022 (Ver Figura 7).

Figura 7 Comparativo de facturación ENERCA 2021 - 2022.



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

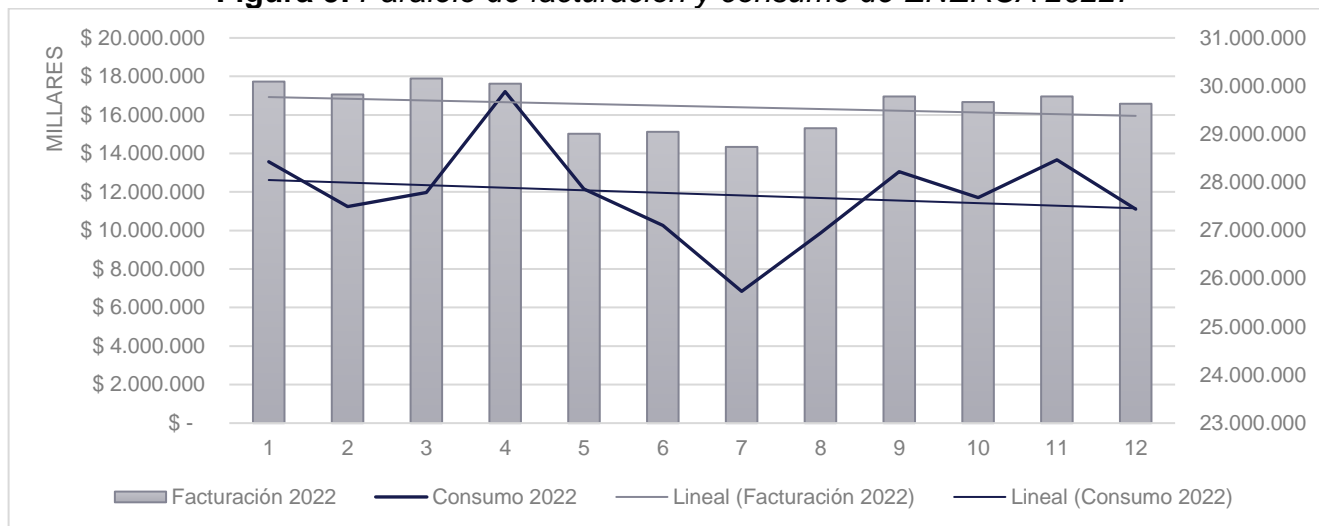
Figura 8. Comparativo de consumo ENERCA 2021-2022.



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Este aumento en el valor de la facturación que se dio de una vigencia a la otra se explica en los consumos que tuvieron los usuarios de ENERCA en el 2022 (Ver Figura 8) ; sin embargo, en el mes de diciembre se ve una disminución en comparación con la misma fecha del año anterior.

Figura 9. Paralelo de facturación y consumo de ENERCA 2022.



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Tal como se observa en la Figura 9 , hay una relación directamente proporcional entre los consumos que se dieron en toda la vigencia 2022, los cuales, como se observa tienen ambos una tendencia negativa.

- **Reglamento de comercialización**

Se le consulta a la empresa por las solicitudes de cambio de comercializador que le han presentado los usuarios u otros comercializadores para las vigencias 2021 y 2022. Se hace especial énfasis en las solicitudes de emisión del paz y salvo definido en el artículo 56 de la Resolución CREG 156 de 2011. En el mencionado artículo se establece un tiempo de cinco (5) días hábiles para dar respuesta a la solicitud de emisión del paz y salvo en los siguientes términos: «el comercializador que le presta el servicio deberá dar respuesta a la solicitud de paz y salvo dentro de los cinco (5) días hábiles siguientes al día en que se hace la solicitud. En caso de que el Usuario no se encuentre a paz y salvo con el comercializador que le presta el servicio, este deberá dar respuesta por escrito, dentro del plazo señalado, indicando claramente los números de referencia de las facturas en mora, el período de suministro correspondiente y el valor pendiente de pago del respectivo Usuario».

En total, la empresa reporta 14 solicitudes. En la verificación se encuentra que, según lo reportado, a 8 de esas solicitudes se les dió respuesta por fuera de los tiempos regulatorios expuestos previamente, razón por la que se consulta a la empresa por esa situación. Al respecto, la empresa manifiesta que «la fecha de respuesta inicial a la solicitud de paz y salvo difiere de los términos con la solicitud por parte del comercializador, esto teniendo en cuenta que los usuarios al momento del requerimiento inicial no cumplían con los requisitos establecidos, no obstante, se realizaron mesas de trabajo, y visitas conjuntas con los comercializadores para poder dar trámite en la menor brevedad posible».

Adicionalmente, en el mismo requerimiento se consulta por el tipo de garantía exigida por la empresa para asegurar los pagos de los consumos facturados y/o realizados y no facturados entre la expedición del paz y salvo y el momento del cambio de comercializador. ENERCA manifiesta que, para todas las solicitudes recibidas, el mecanismo se da conforme a lo establecido en el numeral 3 del artículo 58 de la Resolución CREG 156 de 2011¹.

De la información remitida por la empresa como soporte se evidencia lo anteriormente expuesto. En términos generales, es posible afirmar que la empresa cumple con lo establecido en el reglamento de comercialización respecto de la emisión de paz y salvo para el cambio de comercializador.

- **Aspectos de facturación de usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y energía reactiva**

Con relación a este aspecto, se aborda el impacto que tuvo la empresa en su sistema comercial según la expedición de las Resoluciones CREG 135 y 174 de 2021, seguido de la explicación del proceso operativo del sistema de facturación para los usuarios AGPE, y el

¹ Previo acuerdo entre el Usuario y el nuevo comercializador, este asumirá el pago de los consumos facturados y el de los consumos realizados y no facturados. El nuevo comercializador deberá cobrar al Usuario el valor de los pagos que haya realizado por los conceptos antes mencionados.

procedimiento para participar en el control automático de tensión y así exonerar al usuario del cobro de energía reactiva, ya sea inductiva o capacitiva.

- **Facturación a usuarios AGPE**

ENERCA SA ESP indicó que la liquidación y facturación se realizaba de manera tradicional o manual, creando la formulación de Excel y se incluía manualmente como un cargo en la factura más no como una liquidación en el consumo y sobre este se calculaba subsidios y contribuciones, actualmente el sistema liquida los consumos y posteriormente calcula y factura automáticamente; sin embargo, la base creada en el año 2021 (fecha que ingreso su primer cliente AGPE) aún es utilizada por la empresa como método de verificación y validación de las liquidaciones. Actualmente las liquidaciones realizadas a través del Excel y el sistema comercial de manera automática, coinciden totalmente.

Para el mes de mayo de 2023, la empresa cuenta con 28 usuarios AGPE de los cuales uno de ellos pertenece a otro comercializador, pero vende excedentes a ENERCA SA ESP.

Cuando un usuario se incorpora al esquema de AGPE, se le factura en un ciclo especial diseñado exclusivamente para este tipo de usuarios, abarcando del 01 al 30 de cada mes y se le entrega la factura correspondiente en los plazos establecidos. Además, se proporcionan las matrices de liquidación cuando los usuarios así lo solicitan, excepto para aquellos que han instalado los módems suministrados por la empresa. En este caso, tienen acceso a la página del CGM desde donde pueden descargar la información. Para los demás usuarios, las matrices son entregadas una vez que las soliciten.

Adicionalmente, se identificó que el acuerdo especial al Contrato de Condiciones Uniformes (CCU) establecido en el artículo 12 de la Resolución CREG 135 de 2021 ya fue actualizado e implementado.

- **Medición**

En lo que respecta a la Resolución CREG 038 de 2014, conocida como el Código de Medida, se revisan algunos aspectos puntuales a la empresa, adicionalmente, se evalúan algunos aspectos relacionados al cobro de energía reactiva.

- **Energía reactiva**

Previo a la visita se solicitó a la empresa remitir una base de datos de los usuarios a los cuales se les realiza cobro por concepto de energía reactiva. En el documento remitido por la empresa se reportaron usuarios a los cuales se les realizaron cobros por concepto de energía reactiva, tanto inductiva como capacitiva, y cuyos medidores no se encontraban calibrados en los cuatro cuadrantes. La empresa responde que se trató de un envío incorrecto de la información a la SSPD ya que manifiestan tener los medidores calibrados de conformidad con la regulación.

Para verificar, se realiza requerimiento de los certificados de calibración de los medidores asociados a las cuentas de esos usuarios, encontrando que, efectivamente, los medidores se encuentran en cumplimiento de lo establecido por la regulación.

Adicionalmente, se puede evidenciar un correcto entendimiento respecto de la aplicación del factor multiplicador M definido en la Resolución CREG 105 de 2018.

- **Fronteras comerciales**

Como primera medida, cabe resaltar que, para la vigencia 2022, la empresa no tuvo ninguna cancelación de sus fronteras comerciales con reporte al ASIC y presentó solo dos fallas.

Dentro de esta misma vigencia, se evidencia que no hay registradas ante el ASIC fronteras de distribución por parte de ENERCA; las fronteras de subestaciones son las fronteras Frt11527, Frt10313, Frt10309, Frt10310, Frt00029, Frt00030, correspondientes a fronteras de comercialización entre agentes. Cabe recordar que la regulación define que entre diferentes niveles de tensión de un mismo OR, el punto de medición asociado corresponde a una frontera de distribución, y como tal debe cumplir en su totalidad con el Código de Medida.

Dicho lo anterior, la empresa debe realizar los respectivos ajustes para dar cumplimiento en estos puntos y hacer los respectivos registros de las correspondientes fronteras de distribución de las subestaciones donde existen cambios en los niveles de tensión de sus redes.

Adicionalmente, de las fronteras reportadas previamente, se hace verificación de las hojas de vida. Cabe destacar que la información anexa se encuentra completa y en ella se evidencia que los elementos asociados al sistema de medición están en cumplimiento del Código de Medida.

- **Sistemas de medición**

En la norma técnica de ENERCA SA ESP., que comprende las «Normas de Construcción de Redes de Media y Baja Tensión», se establece que «el número de elementos para medida directa y semidirecta deberá ser igual al número de fases de la acometida del usuario».

Teniendo en cuenta que la empresa también tiene establecido que «la medida semidirecta o indirecta está definida para capacidades superiores a 36 kVA» (tipo de punto de medición 4). Se consulta a la empresa respecto del criterio para definir que se deban tener tres elementos para esos tipos de punto de medición dado que la Regulación permite la conexión en dos elementos cuando se cumplen las condiciones para ello bajo las siguientes condiciones:

Para los puntos de medición tipo 1 o ubicados en niveles de tensión iguales o superiores a 57,5 kV, el sistema de medición debe determinar la energía para cada una de las tres (3) fases, a través de un sistema de tres (3) transformadores de tensión y tres (3) transformadores de corriente. Para los demás puntos de medición, se pueden emplear sistemas de medición con dos elementos, Conexión Aron, siempre y cuando se cumplan los supuestos para este tipo de conexión y las características técnicas del punto de conexión así lo permitan².

² Literal j del anexo 4 de la Resolución CREG 038 de 2014.

Al respecto, no hubo aclaración por parte de la empresa respecto de por qué la norma técnica interna contempla la condición citada. La empresa debe hacer los ajustes necesarios a su norma técnica a razón de que no permita ir en contravía de lo estipulado en el Código de Medida.

- **Subsidios FOES y FSSRI**

ENERCA es un comercializador que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios no regulados y regulados en los estratos residenciales 1, 2, 3, 4, 5 y 6 y en los sectores: comercial, industrial, provisional, oficial, áreas comunes, industrial bombeo y alumbrado público.

De la anterior clasificación, se encuentran usuarios con beneficio de subsidios y de FOES (será abordada más adelante), así como usuarios sujetos de contribución. La empresa reportó al SUI la información pertinente a subsidios (FSSRI y FOES) y contribuciones (FSSRI) correspondientes a las vigencias 2020, 2021 y 2022 de acuerdo con los lineamientos establecidos en las Resoluciones SSPD 20102400008055 de 2010, SSPD 20192200020155 de 2019 y SSPD 20212200012515 de 2021, en los formatos dispuestos para tal fin como son:

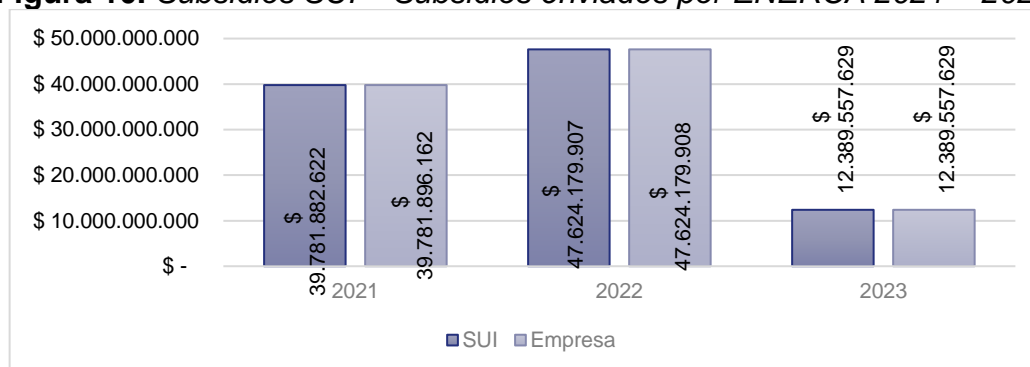
Resolución SSPD 20102400008055 de 2010: Formato 2 y Formato 3

Resoluciones SSPD 20192200020155 de 2019 y SSPD 20212200012515 de 2021: TC1. Inventario de Usuarios, TC2. Facturación de Usuarios, S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES, S2. Giros Recibidos y Efectuados, S3. Acuerdo Suscriptor Comunitario, S4. Inventario Áreas Especiales FOES (AE_FOES), S5. Formato Validaciones Trimestrales Subsidios, S6. Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria, S7. Inventario Macromedidores FOES, S8. Operación Macromedidores FOES y S9. Facturas Base Aplicación FOES.

Para iniciar la revisión de información de subsidios y contribuciones, se hace la comparación sobre la consistencia de la información remitida por la empresa en el marco de la presente integral, y los datos que se encuentran cargados en el Sistema Único de Información - SUI,

información a la cual se le hace seguimiento, de acuerdo con las funciones de inspección, vigilancia y control asignadas a esta Superintendencia, y que fue extraída por parte de la Dirección Técnica de Gestión de Energía.

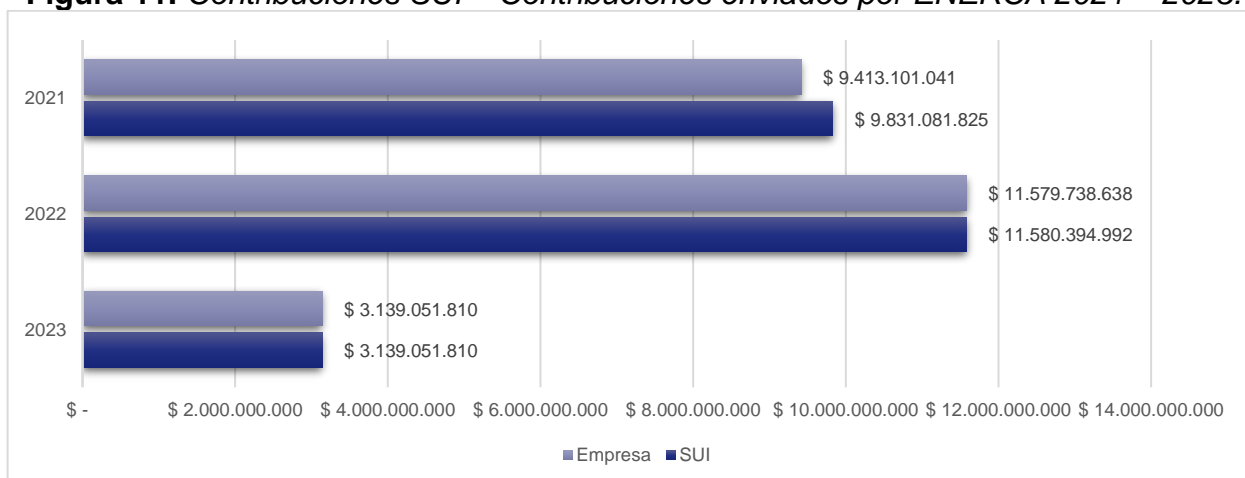
Figura 10. Subsidios SUI – Subsidios enviados por ENERCA 2021 – 2023.



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Tal como se observa en la Figura 10, la empresa presenta una información con variaciones mínimas entre lo reportado y lo cargado al SUI. Estas variaciones se presentan principalmente en el año 2021 con una diferencia de \$13 540 COP; también se evidencia que, en los años 2022 y 2023, la empresa no tiene diferencias en la información reportada tanto en el SUI como lo remitido en el marco de la integral.

Figura 11. Contribuciones SUI – Contribuciones enviados por ENERCA 2021 – 2023.



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

En lo relacionado con la información de contribuciones, se observa que hay unas mayores diferencias entre lo reportado al SUI y lo remitido por la empresa.

En el año 2021 hay una variación de más de \$417 millones de pesos y en el 2022 se encuentra una por valor de \$656.354 pesos (Ver Figura 11). Así mismo, se presentan diferencias en la información de subsidios y contribuciones conforme a la información reportada en el SUI y las validaciones remitidas al MME que aporta la empresa, como se detalla a continuación:

- a) Se presentaron diferencias en los valores reportados en el formato TC2 para el trimestre 1 de 2022 en la variable de «Contribuciones Facturadas» respecto al valor remitido al MME en las conciliaciones para el mismo periodo.
- b) Respecto a los formatos: S1, se presentan diferencias para el trimestre 3 en la variable «Contribuciones Facturadas» y para los trimestres 2 y 4 en la variable «Giros Recibidos» respecto al valor remitido al MME en las conciliaciones para el mismo periodo.
- c) El formato S2 presenta diferencias para los 4 trimestres de 2022, con valores a considerar en la variable «Giros Recibidos» respecto al valor remitido al MME en las conciliaciones para el mismo periodo.

Por tal motivo, es importante que la empresa haga las validaciones necesarias en la información que remite y/o la que ha cargado en el SUI para que, si es necesario, se haga la reversión de esta y de esta forma, hacer que los datos sean consistentes con lo remitido.

De igual forma, otra información relevante que se verificó es la cantidad de usuarios que tiene la empresa sujetos a subsidio, estos usuarios son los que se encuentran en los estratos 1, 2 y 3.

Tabla 16. Diferencia entre usuarios reportados ENERCA 2022

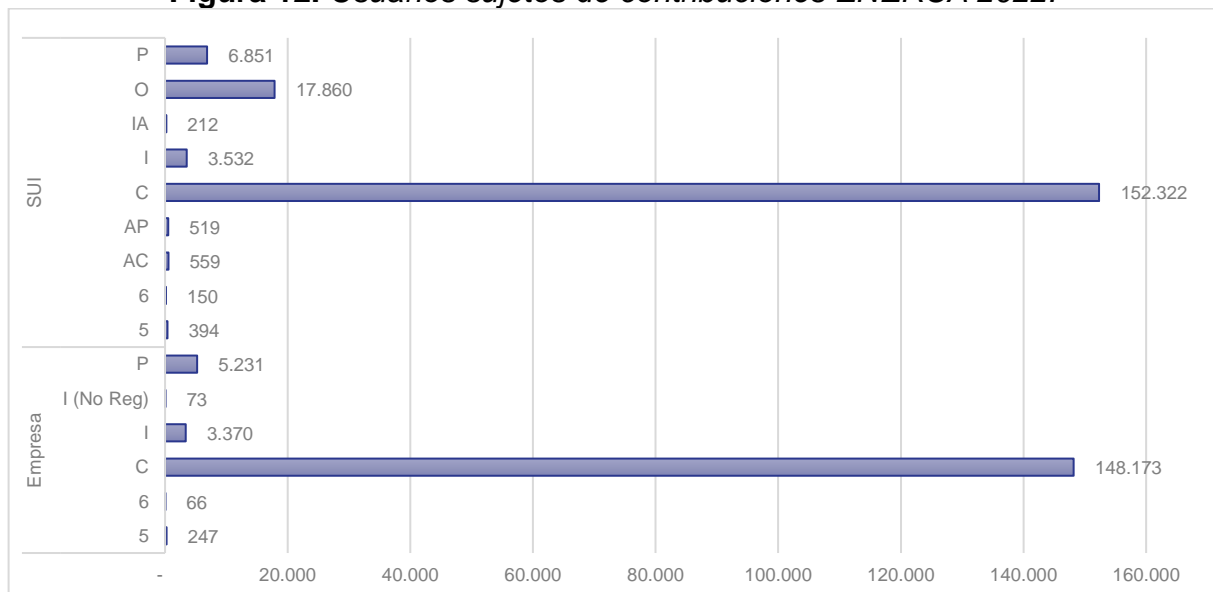
Mes\Estrato	SUI			EMPRESA			DIFERENCIAS		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Enero	40.730	55.045	18.212	40.730	55.045	18.212	0	0	0
Febrero	40.994	53.606	18.197	40.994	53.606	18.197	0	0	0
Marzo	40.591	53.433	18.236	40.591	53.433	18.236	0	0	0
Abril	47.144	62.983	18.593	41.074	55.440	18.269	6070	7543	324

Mes\Estrato	SUI			EMPRESA			DIFERENCIAS		
	1	2	3	1	2	3	1	2	3
Mayo	47.319	63.133	18.651	41.606	54.209	18.259	5713	8924	392
Junio	47.480	63.279	18.685	41.159	54.030	18.319	6321	9249	366
Julio	47.634	63.476	18.706	41.381	55.754	18.371	6253	7722	335
Agosto	47.740	63.710	18.758	41.975	54.547	18.357	5765	9163	401
Septiembre	47.918	63.906	18.780	41.524	54.398	18.417	6394	9508	363
Octubre	48.047	64.109	18.795	41.727	56.125	18.418	6320	7984	377
Noviembre	48.144	64.210	18.812	42.382	55.032	18.396	5762	9178	416
Diciembre	48.301	64.338	18.893	41.865	54.701	18.472	6436	9637	421

Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

La Tabla 16 ayuda a identificar que hay una diferencia de usuarios de 137 343 equivalente a un promedio de 11 445 usuarios mensuales, es decir, la empresa remitió un documento que contiene menos usuarios que los encontrados en los formatos del SUI. Esta diferencia se encuentra a partir del mes de abril, mes en el cual la empresa inició los reportes en la nueva Resolución SSPD - 20212200012515 DE 2021.

Figura 12. Usuarios sujetos de contribuciones ENERCA 2022.



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Por otra parte, la Figura 12 indica que gran parte de los usuarios sujetos al pago de contribución, corresponden al sector comercial. Este sector representa el 83,5% de contribuyentes lo cual sería una suma de más de 12 694 usuarios en promedio mensualmente.

Ahora bien, sobre la copia de las conciliaciones que remiten los prestadores al Ministerio de Minas y Energía dentro del proceso de solicitud de recursos FSSRI, y que fueron recibidas por parte de esta Superintendencia, se encontraron diferencias en el formato «**TC2 Facturación de Usuarios**» para los trimestres II, III y IV de 2021 en las variables «SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)» y «CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)», algunos valores con mayores diferencias para ciertos trimestres como se detallan a continuación:

- II Trimestre 2021 – Diferencias en Contribuciones valor inferior reportado en SUI de (-\$112 229 320) en relación con lo reportado en el SUI y lo remitido en las conciliaciones al MME.
- III Trimestre 2021 - Diferencias en Contribuciones valor inferior reportado en SUI de (-\$303 670 950) en relación con lo reportado en el SUI y lo remitido en las conciliaciones al MME.
- IV Trimestre 2021 - Diferencias en Contribuciones valor inferior reportado en SUI de (-\$2 082 014) en relación con lo reportado en el SUI y lo remitido en las conciliaciones al MME.

Finalmente, al realizar la validación de giros recibidos por parte de la empresa, no se encuentran diferencias significativas en lo que reportó en el formato S2. Giros Recibidos y Efectuados.

Tabla 17. *Giros recibidos del MME por parte de ENERCA 2022.*

Año	Trimestre	Giro ENERCA	GIRO S2	Diferencia
2022	1	\$8.029.539.740	\$8.029.539.740	0
2022	2	\$9.334.824.920	\$9.334.824.920	0
2022	3	\$1.010.573.131	\$1.010.573.131	0
2022	4	\$5.022.346.119	\$5.022.346.119	0

Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

De esta forma, se observa en la Tabla 17 que no hay diferencias en lo reportado por la empresa y lo que se encuentra en el formato del SUI.

Comentarios adicionales

- I. Para el periodo de la integral, la empresa no cuenta con usuarios en otros mercados, por lo cual no se generaron giros a comercializadores incumbentes.
- II. Así mismo, la empresa informa que no cuenta con usuarios con condición especial de distrito de riego, ni se encuentran en curso solicitudes para aprobación.

- **Consumo y facturación FOES**

En cumplimiento de las funciones de inspección, vigilancia y control asignadas a la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios – Superservicios, teniendo en cuenta lo establecido en el artículo 6 del Decreto 111 de 2012, y con el fin de verificar la aplicación del beneficio del fondo de Energía Social – FOES en la facturación de los usuarios ubicados en las Áreas Especiales (BS, ARMD y ZDG), se realizó un análisis de la información que reportó la empresa en el marco de la integral, y lo que se encuentra reportado en los diferentes formatos del SUI para la información relacionada a FOES y las áreas especiales.

Inicialmente es importante resaltar que la empresa presta servicio en solo un área especial y que corresponde a un Barrio Subnormal (BS).

Así mismo, los recursos que se le asignaron a la empresa se encuentran en las siguientes resoluciones (Ver Tabla 18).

Tabla 18. *Resoluciones de asignación de recursos FOES Ministerio de Minas y Energía 2021-2022.*

Resolución	Fecha	Mes Consumo	FOES aprobado (\$/kWh)
Res. 00168	11/02/2022	Cons Nov-21	55,57
Res. 00477	11/03/2022	Cons Dic-21	65,40
Res. 00718	1/04/2022	Cons Ene-22	59,53
Res. 00825	2/05/2022	Cons Feb-22	71,01
Res. 01008	9/06/2022	Cons Mar-22	67,79
Res. 01128	1/12/2021	Cons Sep-21	92,00
Res. 01167	1/07/2022	Cons Abr-22	69,85

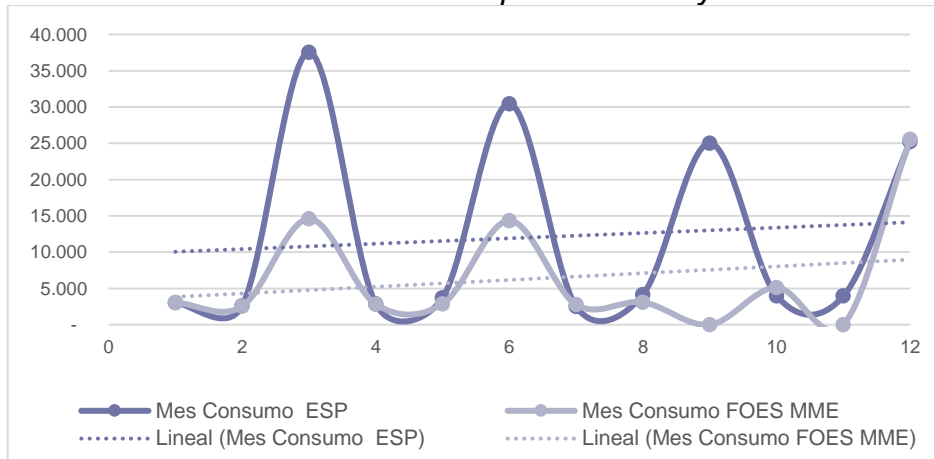
Resolución	Fecha	Mes Consumo	FOES aprobado (\$/kWh)
Res. 01248	22/12/2021	Cons Oct-21	70,96
Res. 01273	26/07/2022	Cons May-22	68,41
Res. 01436	1/09/2022	Cons Jun-22	70,86
Res. 01529	27/09/2022	Cons Jul-22	70,42
Res. 01694	4/11/2022	Cons Ago-22	71,76

Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

En el desarrollo normal de la prestación del servicio, ENERCA indica que a lo largo del 2022 estas áreas especiales tuvieron un consumo de 145.001 kWh.

Ahora bien, iniciando el análisis de información que se encuentra en el SUI y el que remite la empresa en el marco de la presente integral, se observa en la Figura 13, que este valor de consumo es muy cercano al que la empresa remitió al Ministerio de Minas y Energía, sin embargo, no deberían prestarse estas diferencias ya que, con base en estos consumos, se liquidan los valores FOES que se les asignan a los usuarios beneficiarios.

Figura 13. Consumos FOES enviados por ENERCA y conciliaciones MME.

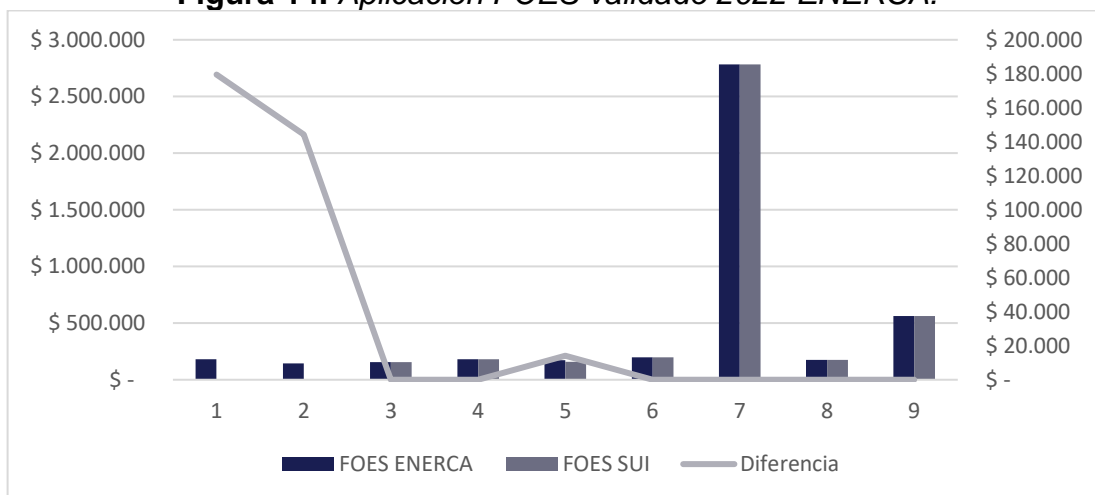


Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Así mismo, se observa una tendencia positiva en las dos curvas mostradas en la Figura, lo cual indica que el consumo de estos barrios y/o familias está aumentando a lo largo del 2022, y podría mantenerse esta tendencia en el año 2023.

Por otro lado, en el cumplimiento de los compromisos establecidos al finalizar la visita a la empresa, ésta remitió los valores de FOES, los cuales presentan variaciones mínimas en comparación con lo que se encuentra en el SUI, especial revisión para los meses de febrero y marzo que la empresa no reportó FOES en el SUI. (Ver Figura 14)

Figura 14. Aplicación FOES validado 2022 ENERCA.



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

De igual forma, dentro de los aspectos más importantes en esta validación, es la aplicación que la empresa le ha dado a los recursos FOES que le asigna el Ministerio de Minas y Energía.

En ese sentido, la Figura 15 hace la comparación entre lo que la empresa reportó de FOES aplicado en los formatos del SUI y lo que remitió en el marco de la evaluación integral a la SSPD correspondiente a las conciliaciones remitidas al Ministerio. De esta gráfica se puede observar que hay diferencias significativas en todo el año 2022. Estas diferencias se presentan dado que las empresas remiten una validación inicial al Ministerio, y posteriormente este tiene la facultad de hacer sus revisiones y hacer ajustes.

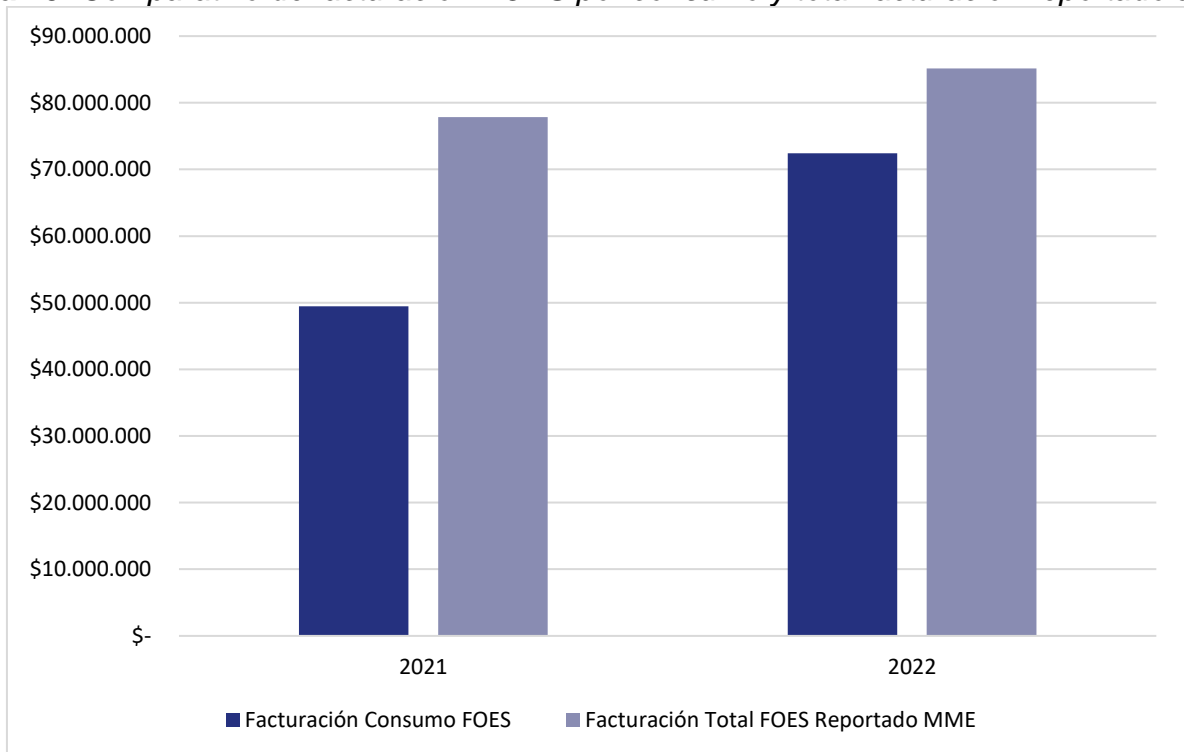
Adicional a esto, y teniendo en cuenta la información remitida por la empresa en relación a la aplicación de FOES durante el proceso de validación de la información posterior a la visita en campo, se hace la validación contra lo que se encuentra en lo reportado en SUI y no se encuentran diferencias significativas, presentando solo una diferencia en el mes de julio de

2022 por valor de \$14.033 pesos, mientras que, para los otros meses se cumple con el criterio de calidad en la información.

Vale la pena resaltar que para el año 2021 la empresa reportó un total de \$6.851.335 pesos, mientras que para la vigencia 2022 hubo una disminución del 34%, entregando un valor FOES de \$ 4.551.613.

Es importante que la empresa valide esta información, ya que lo reportado en el SUI es menor a lo que la empresa remitió. Al ser el SUI la fuente oficial de información tanto para esta Superintendencia, como para el Ministerio de Minas y Energía, se deben realizar los ajustes necesarios para que la información corresponda a la realidad de lo aplicado a los usuarios habitantes de áreas especiales.

Figura 15. Comparativo de facturación FOES por consumo y total facturación reportado a MME



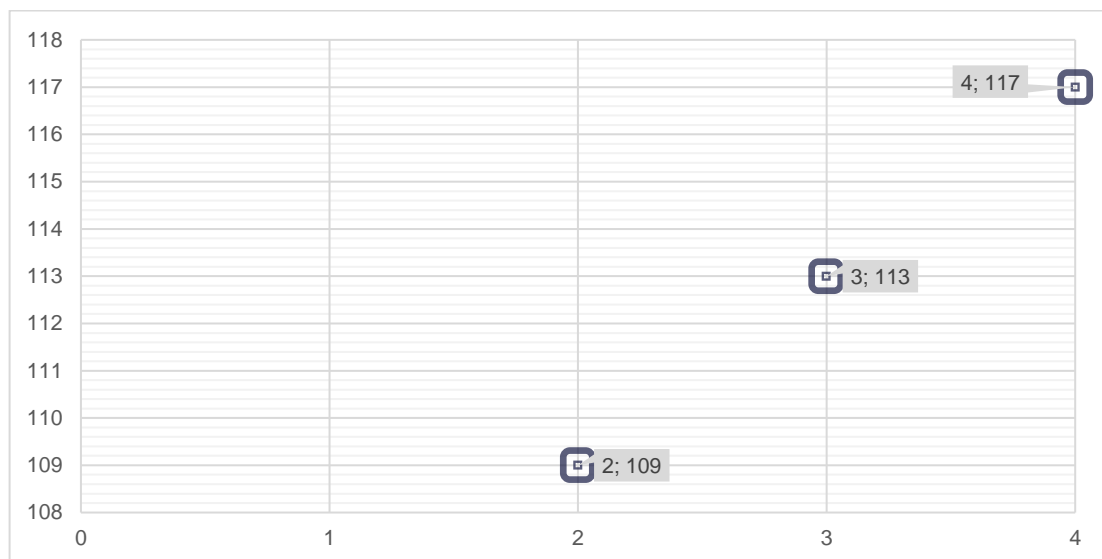
Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE

Así mismo, teniendo en cuenta los datos suministrados por la empresa en el marco de

la integral, se tiene la facturación FOES por consumo y la que se reportó como total al Ministerio de Minas y Energía. Esta información muestra una facturación por consumo para el año 2022 de 72 millones de pesos, y para el año 2021 de 49 millones. Es importante tener en cuenta que la facturación FOES para la vigencia 2021 inició en el mes de mayo.

Adicionalmente, se tiene la columna de facturación total del Ministerio de Minas y Energía, el cual varía, ya que esta entidad hace las validaciones de consumos de meses anteriores por lo cual, el valor de la facturación total reportada es mayor a la reconocida en subsidio FOES.

Figura 16. Usuarios Áreas Especiales ENERCA 2022



Fuente: Datos SUI y ESP – Elaboración DTGE.

Como se mencionó anteriormente, la empresa cuenta con solo un tipo de área especial, Barrio Subnormal, en la Así mismo, teniendo en cuenta los datos suministrados por la empresa en el marco de

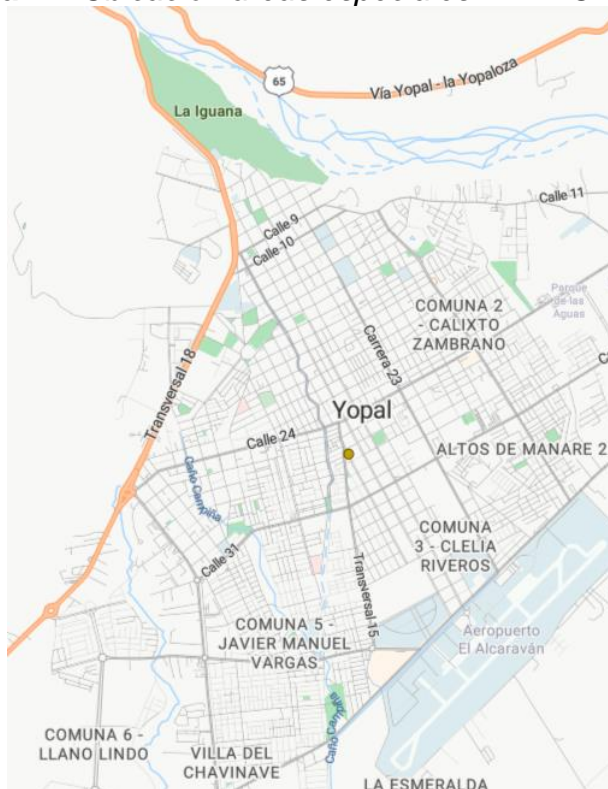
la integral, se tiene la facturación FOES por consumo y la que se reportó como total al Ministerio de Minas y Energía. Esta información muestra una facturación por consumo para el año 2022 de 72 millones de pesos, y para el año 2021 de 49 millones. Es importante tener en cuenta que la facturación FOES para la vigencia 2021 inició en el mes de mayo.

Adicionalmente, se tiene la columna de facturación total del Ministerio de Minas y Energía, el cual varía, ya que esta entidad hace las validaciones de consumos de meses anteriores por lo cual, el valor de la facturación total reportada es mayor a la reconocida en subsidio FOES.

Figura 16 su evolución en el 2022, teniendo en promedio 113 usuarios trimestrales.

Algo importante a resaltar es que la ubicación del área especial de la empresa corresponde a los barrios Cañaguatè 2 y Villa Esperanza –Tilodiran que se encuentran en Yopal, tal cual se puede observar en la Figura 17. -r.

Figura 17. Ubicación áreas especiales ENERCA 2022.



Fuente: Datos DANE y ESP – Elaboración DTGE.

- **Comentarios adicionales facturación y consumo**

- La empresa cuenta con medición individual, por lo cual no tiene medición con macromedidor.

- La empresa presenta diferencias entre los formatos de facturación (TC1. «Inventario de Usuarios», Formato 2, y Formato 3) y el formato de subsidios S1 «Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES» por un valor de \$439 774, el cual debe ser revisado y ajustado por ENERCA.
- Si bien el formato S5. Validaciones Trimestrales Subsidios es de periodicidad mensual, en la descripción que se encuentra en los anexos a la Resolución SSPD 12515 de 2021 se indica lo siguiente: «A final de cada mes, la empresa debe evaluar si recibió alguna validación en firme por parte del Ministerio de Minas y Energía de alguno de los dos fondos (FSSRI o FOES) para que, en el mes siguiente, solicite la habilitación del formato y proceda a reportar todas las validaciones en firme recibidas en el mes anterior». Teniendo en cuenta lo anterior, y que el Ministerio de Minas y Energía ha remitido las validaciones en firme de FOES del 2022, la empresa debe solicitar la habilitación de cargue de este formato y subir la información.

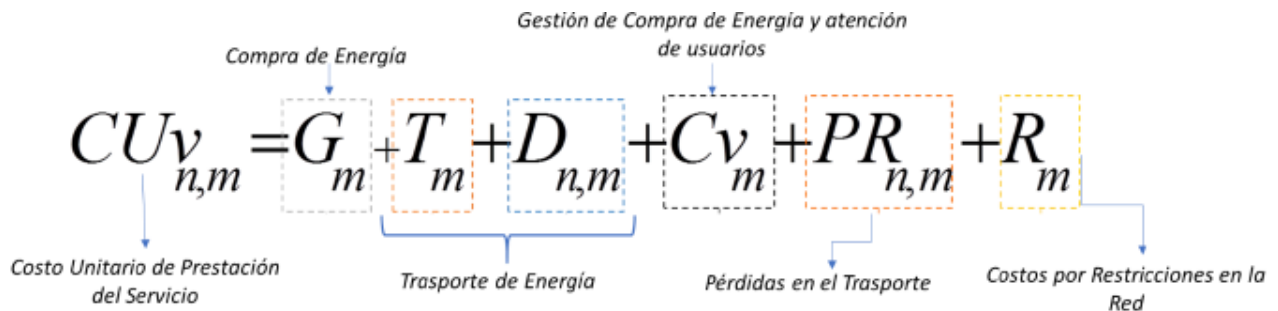
- **Aspectos tarifarios**

De acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información (SUI), la empresa ENERCA atiende usuarios regulados y no regulados. Para el caso del mercado regulado, el presente informe se enfocará en el Costo Unitario de Prestación del Servicio y Tarifas aplicables a los usuarios regulados conectados a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, teniendo en cuenta que aplicaría a la mayoría de los usuarios de la empresa. Por otra parte, en lo que se refiere a usuarios no regulados, se mostrarán los valores promedio de prestación del servicio por nivel de tensión conforme a lo reportado por el comercializador en los formatos comerciales del SUI.

- **Usuarios regulados**

Corresponde al 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

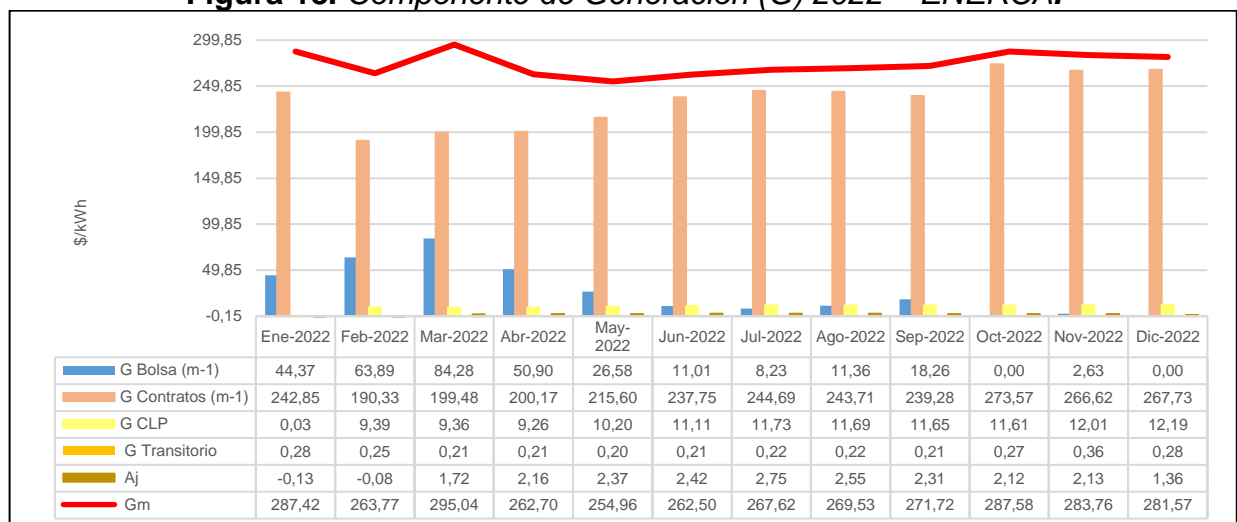
conformado por la suma de los componentes de generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (PR) y restricciones del sistema (R), cada uno de los cuales obedece a unas condiciones reguladas para la determinación de su valor.



- 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 174 de 2021 y Resolución CREG 101 002 de 2022. 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 u otros mecanismos de compra contemplados actualmente por la regulación. Ver Figura 18.

Figura 18. Componente de Generación (G) 2022 – ENERCA.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

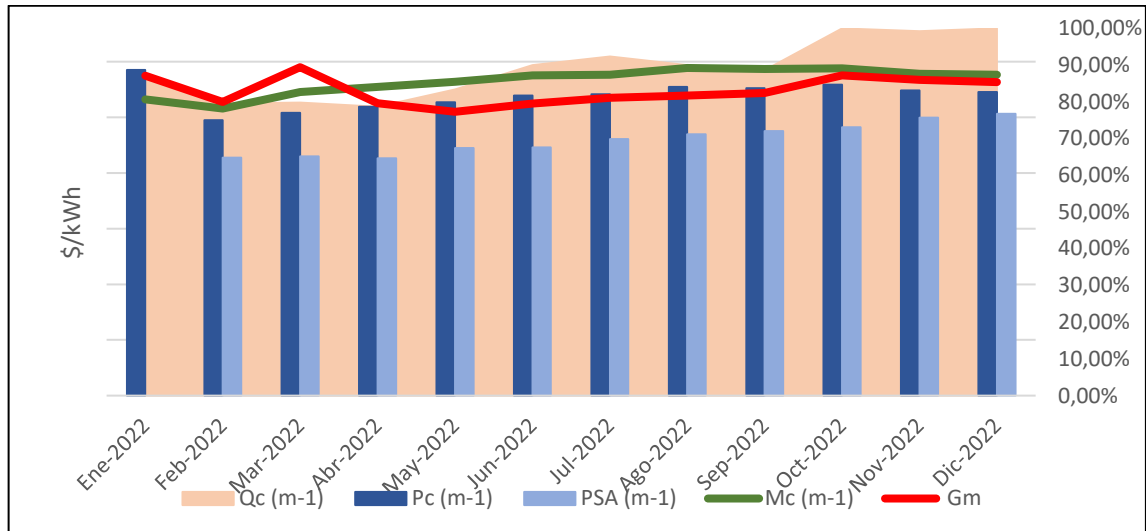
Con base en la Figura 18 pueden evidenciarse los cambios en el componente de Generación a lo largo del año 2022. Se observa un aumento en el primer trimestre, seguido de una notable disminución. En el cuarto trimestre, se registra otro incremento, aunque no llega a alcanzar el valor máximo de 295,04 \$/kWh registrado en marzo. Las barras de color azul corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en bolsa y las barras de color curuba corresponden al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en contratos bilaterales. Finalmente, también se evidencia el aporte de las compras en la subasta del ministerio en color amarillo (G CLP), además del G transitorio el cual considera dentro de su cálculo las compras AGPE y GD que se presenten, y cuyas compras de energía que se trasladen al usuario final.

El aumento del componente de Generación en el mes de marzo correspondió a 11,86% con respecto al mes anterior, dicho aumento estuvo determinado por un leve incremento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente, es decir que, la combinación del precio de bolsa junto con el nivel de exposición en ese momento hizo que se trasladara en marzo de 2022 el 28,56% del precio promedio de bolsa que fue de 238,969 \$/kWh.

- **Compras en contratos**

Con el propósito de ilustrar esta parte de la evaluación, se lleva a cabo la comparación del comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en contratos (Pc), el costo promedio de energía comprada en los contratos de la subasta del ministerio (PSA), el costo promedio ponderado por energía (Mc), el porcentaje de la demanda regulada cubierta con contratos bilaterales (Qc) y el costo máximo a trasladar a usuarios finales (G).

Figura 19. Comportamiento de las variables (G contratos) 2022 – ENERCA.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

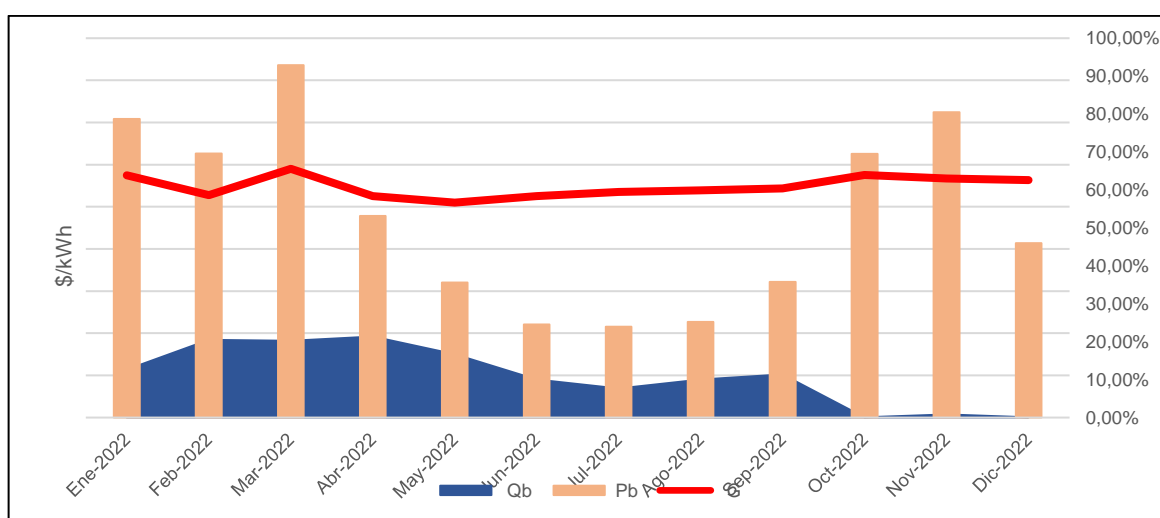
De la Figura 19 se puede observar que, en el año 2022, ENERCA adquirió energía a un precio promedio en contratos (Pc) cercano pero inferior al precio promedio del mercado (Mc), con excepción al mes de enero el cual superó dicho precio. Cabe destacar que los valores de Pc no están representados en la gráfica, ya que son el resultado de la estrategia de negociación de la empresa y no son públicos. Estas negociaciones surgen de un proceso regulado de convocatoria pública, donde los oferentes proponen un precio y el comercializador evalúa su pertinencia para la adquisición de energía a dicho precio. En resumen, el precio promedio de la energía comprada en contratos durante el año 2022 fue de 269,75 \$/kWh, manteniéndose por debajo del promedio de Mc para el mismo período, lo que contribuyó a que el valor promedio del efecto final en el G fuera de 235,14 \$/kWh.

En la Figura 19, se puede observar lo sucedido en el mes de marzo de 2022; mientras el valor del componente de Generación experimentó un incremento, el cubrimiento de la demanda regulada en contratos, representada por Qc, se mantuvo en un promedio para estos dos meses de 79,79%, dejando así un 20,21% expuesto al mercado a un precio (Pb) de 417,92 \$/kWh.

- **Compras en bolsa**

De manera análoga al análisis previo de las compras en contratos, se establece una comparación entre el comportamiento de las variables del costo promedio de la energía adquirida en la bolsa (Pb), el porcentaje de la demanda regulada cubierta mediante compra de energía en la bolsa (Qb) y el costo máximo a ser trasladado a los usuarios finales (G).

Figura 20. Comportamiento de las variables (G Bolsa) 2022 - ENERCA



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 20, se puede observar que la combinación del porcentaje de exposición en la bolsa y su correspondiente precio tiene un impacto directo en el componente de Generación aplicado por ENERCA. Este componente experimenta un aumento en el mes de marzo de 2022, cuando un precio en la bolsa (Pb) de 417,92 \$/kWh y una exposición en la bolsa del 20,21% resultaron en un valor de Generación (G) de 295,04 \$/kWh en marzo de 2022.

Es importante destacar que, a pesar de que el aumento en los precios en la bolsa afecta el valor del componente de generación debido a que supera el 10%, ENERCA logra cubrir la mayor parte de la demanda mediante la adquisición de energía a través de contratos.

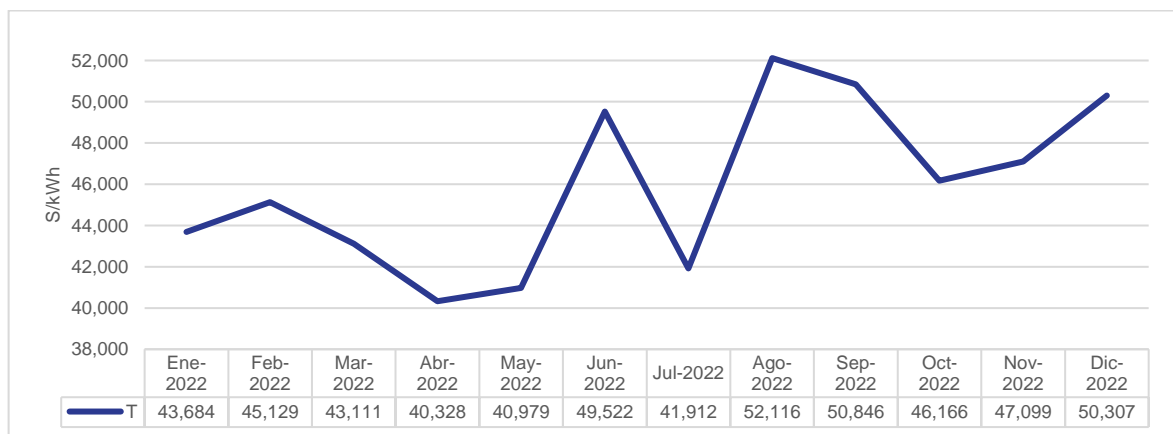
- **Componente de Transmisión**

El componente de Transmisión reconoce a los transmisores nacionales el valor de las inversiones realizadas mediante un ingreso regulado establecido por la CREG a través de

resolución particular, 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, es decir los comercializadores no tienen gestión sobre las variaciones o valor que asuma este componente.

En la **Figura 21** se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por ENERCA a sus usuarios durante el año 2022. Cabe aclarar que todos los comercializadores de energía eléctrica del país cobran mensualmente vía tarifa un único valor del componente.

Figura 21. Comportamiento del componente de Transmisión 2022 – ENERCA.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

- **Componente de Distribución**

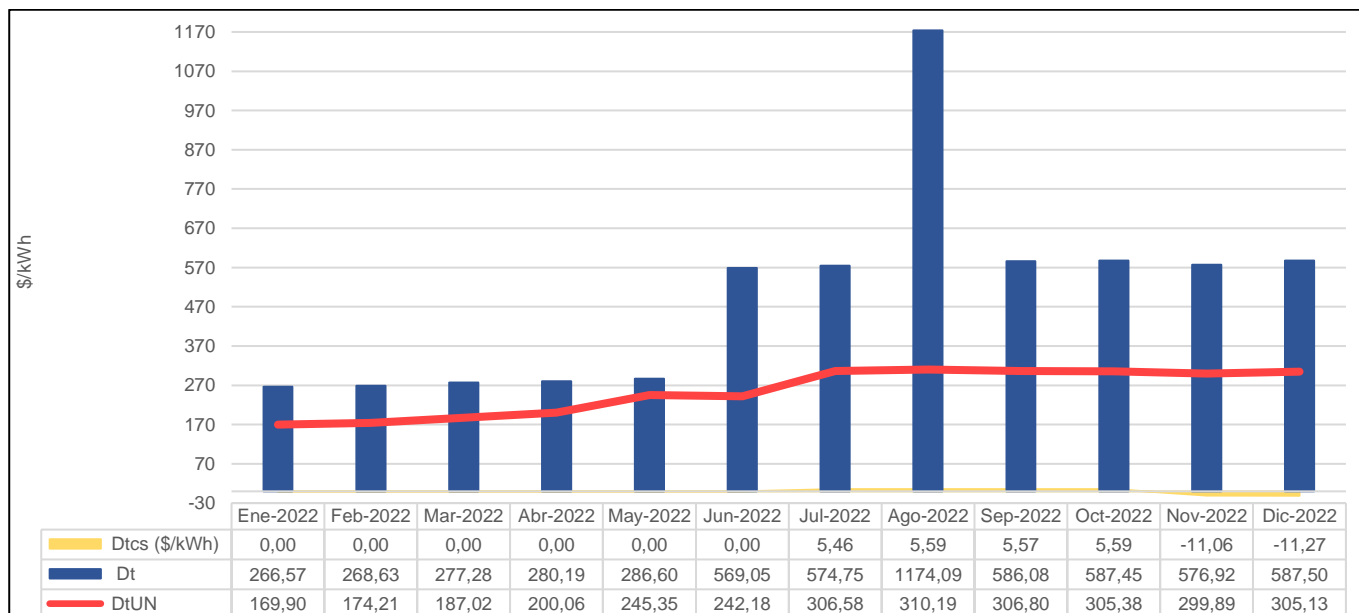
El componente de Distribución está asociado al costo del sistema de distribución, conforme a la metodología establecida en la Resolución CREG 015 de 2018. Este componente considera principalmente los gastos administrativos, de operación y mantenimiento relacionados con la distribución de energía eléctrica en los STR (Sistemas de Transmisión Regional) y SDL (Sistemas de Distribución Local), así como los cargos por el uso de los activos del Operador de Red (OR). Estos cargos, expresados en \$/kWh, remuneran las inversiones en los activos utilizados en los SDL, STR, y los gastos de administración, operación y mantenimiento asociados a la prestación del servicio. Los cargos para los STR y SDL son calculados mensualmente por el LAC (Liquidador y Administrador de Cuentas).

Mediante el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía, se ordenó a la CREG establecer, dentro de la metodología de remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD). Estas áreas se definen como conjuntos de redes de transmisión regional y/o distribución local destinados a brindar servicio en zonas urbanas y rurales, y son operadas por uno o más Operadores de Red. La conformación de estas áreas se realiza teniendo en cuenta la proximidad geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido por la ley. Además, se establece que debe existir un Cargo Único por Nivel de Tensión por cada ADD. Las distintas áreas fueron conformadas de acuerdo con las Resoluciones 182306 de 2009 (ADD Oriente), 181347 de 2010 (ADD Occidente), 180696 de 2011 (ADD Sur), 180574 de 2012 (ADD Centro), 90290 de 2014 (Actualización ADD Sur) y 40227 de 2022 (Actualización y Confirmación de todas las ADD).

El objetivo de las Áreas de Distribución (ADD) es unificar las tarifas de Distribución (D) por nivel de tensión para regiones con características similares, con el criterio de cercanía geográfica, permitiendo así generar un cargo único por ADD de dicho componente. El cargo unificado de distribución (DtUN) corresponde al cálculo realizado por el LAC, el cual se asemeja al promedio ponderado de los cargos propios reconocidos a cada empresa por su demanda.

Así, ENERCA fue asignado al ADD Sur de acuerdo con la Resolución 180696 de 2011 junto con las empresas: Empresa de Energía del Valle de Sibundoy S. A. E.S.P., Electrificadora del Caquetá S. A. E.S.P., Empresa de Energía del Putumayo S. A. E.S.P., Empresa de Energía del Bajo Putumayo S. A. E.S.P., y Electrificadora del Meta S.A E.S.P. Actualmente, ENERCA obtuvo su aprobación de ingresos de distribución bajo el esquema de la Resolución CREG 015 de 2018 por parte de la CREG mediante la Resolución CREG 086 de 2021, quedando en firme a través de la Resolución CREG 501 025 de 2022. A continuación, se presenta la evolución del componente de distribución.

Figura 22. Comportamiento componente de Distribución - 2022 – ENERCA.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

En la Figura 22 se muestra la evolución de la variable DtUN del ADD Sur a lo largo de 2022. Durante este periodo, se observa que el valor promedio de DtUN fue de 254,39 \$/kWh. El valor más alto registrado fue de 310,19 \$/kWh en agosto, mientras que el valor más bajo fue de 169,90 \$/kWh en enero. Es importante resaltar que el valor de DtUN es inferior al cargo por uso del Operador de Red (OR), lo que implica que la diferencia es cubierta a través de transferencias de otras empresas dentro del Área de Distribución (ADD) que presentan valores de cargos de distribución menores al DtUN.

En el comportamiento de los cargos propios del OR, puede observarse que, para el periodo comprendido de enero a junio de 2022, aun no se contaba con los valores calculados por el Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) pero si se contaba con los reportados por el prestador al LAC para el cálculo de las ADD, por ello solo hasta el mes de julio la empresa contó con los valores del cargo por uso del (OR) aprobados mediante Resolución CREG 501 025 del 11 de marzo de 2022 mientras que de junio de 2022 a periodos anteriores, se venía calculando con la metodología de la Resolución CREG 097 de 2008.

Además, en Figura 22 se puede observar un aumento significativo en los cargos propios del Operador de Red (OR) para el mes de agosto de 2022. Este incremento está relacionado con la adición del valor diferencial correspondiente al mes de junio de 2022 y que fue reportado por el LAC en sus liquidaciones.

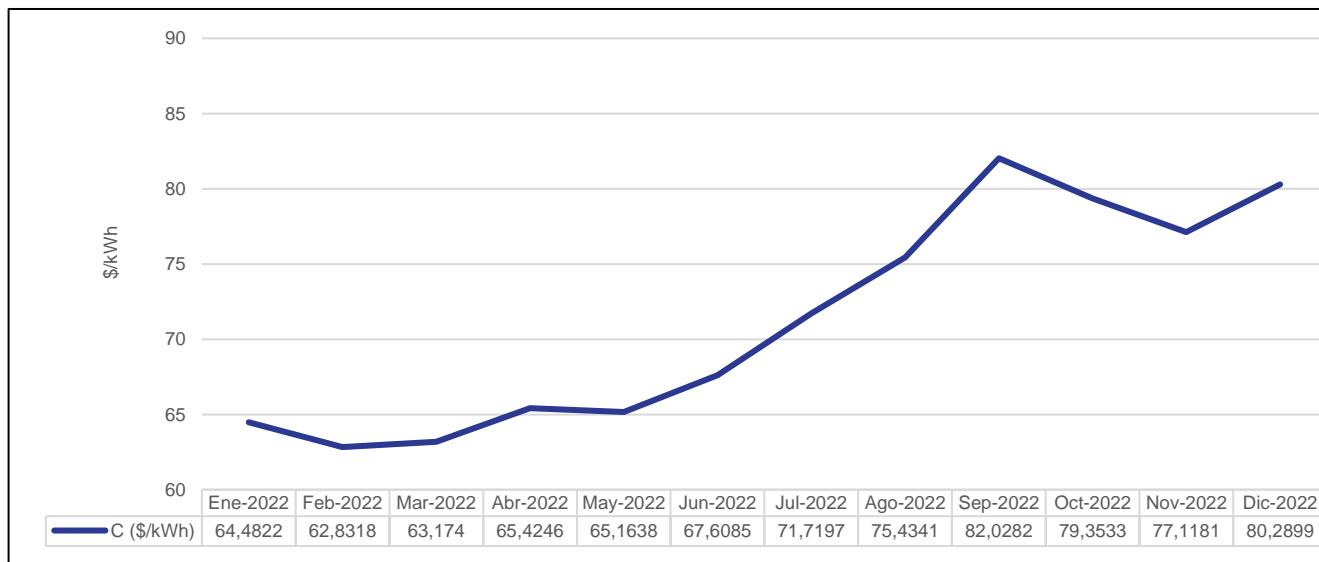
Así mismo, también se presenta el valor en \$/kWh del incentivo por calidad media (Dtcs). A partir del tercer trimestre de 2022, se observan valores positivos en este incentivo hasta el mes de septiembre y valores negativos para noviembre y diciembre.

- **Componente de Comercialización**

Este componente remunera los costos asociados a la actividad de comercialización, que incluyen el margen de la actividad, el riesgo de cartera, las contribuciones y los pagos al administrador del mercado. El cálculo de la comercialización se realiza según las metodologías establecidas en las Resoluciones CREG 180 y 191 de 2014. En estas resoluciones se define que la comercialización se compone de tres subcomponentes: el costo variable de comercialización (C*), el costo variable para atender a los usuarios regulados (CvR) y el reconocimiento de garantías y contribuciones.

Es importante destacar que el cálculo del componente C depende en gran medida de las resoluciones específicas que aprueban el costo base de comercialización y los riesgos de cartera para cada uno de los comercializadores integrados al operador de red. Esta es una de las principales razones por las cuales se presentan diferencias en este componente entre las distintas empresas. En el caso de ENERCA SA, las resoluciones de aprobación del cargo base de comercialización y el riesgo de cartera corresponden a las Resoluciones CREG 188 de 2015 (modificada por la Resolución CREG 134 de 2016) y CREG 080 de 2016.

Figura 23. Comportamiento componente de Comercialización - 2022 – ENERCA.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Según se muestra en la Figura 23 , a lo largo del año 2022, el componente experimentó una variación en su valor. Durante el mes de febrero, se registró el valor mínimo de 62,83 \$/kWh, mientras que en septiembre se alcanzó el valor máximo de 82,02 \$/kWh. Los incrementos presentados obedecen principalmente a un incremento asociado en el costo variable de comercialización (C*) debido a los aumentos del Cum-1 y a un incremento en costo variable de comercialización de atender usuarios regulados (CvR) debido principalmente a variaciones en las ventas de usuarios regulados a partir de mayo de 2022.

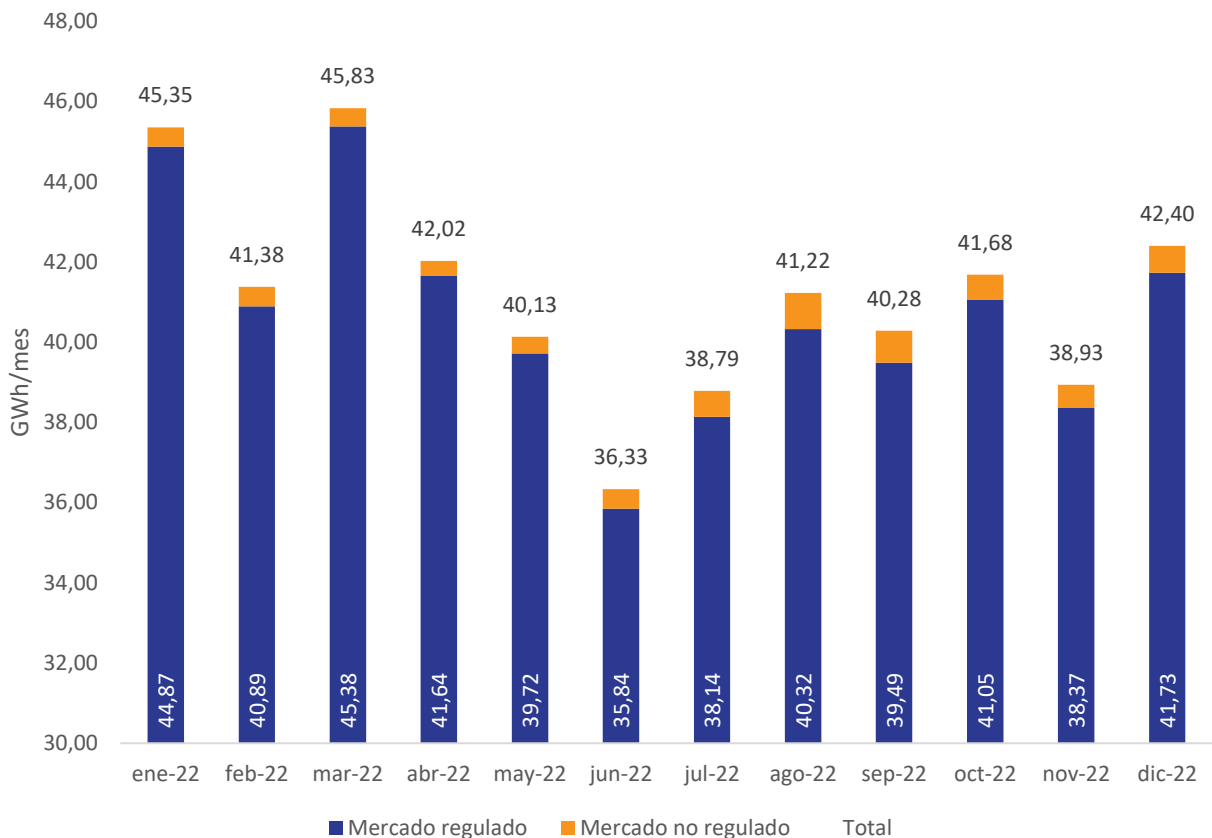
- **Mercado de Energía Mayorista (MEM)**

EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE- ENERCA comercializador, participa como comprador mercado de contratos para atender usuarios regulados y no regulados. En lo que tiene que ver con el MEM, ENERCA adquiere contratos a generadores, así como participa en el mercado spot.

En cuanto a la atención de la demanda, ENERCA conto con una demanda promedio en 2022 de 41,20 GWh/mes de la cual en promedio 40,62 GWh/mes correspondió a la demanda

regulada y las restantes 0,58 GWh/mes promedio correspondieron a demanda no regulada como se muestra en la Figura 24.

Figura 24. Demanda atendida por el agente comercializador EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.

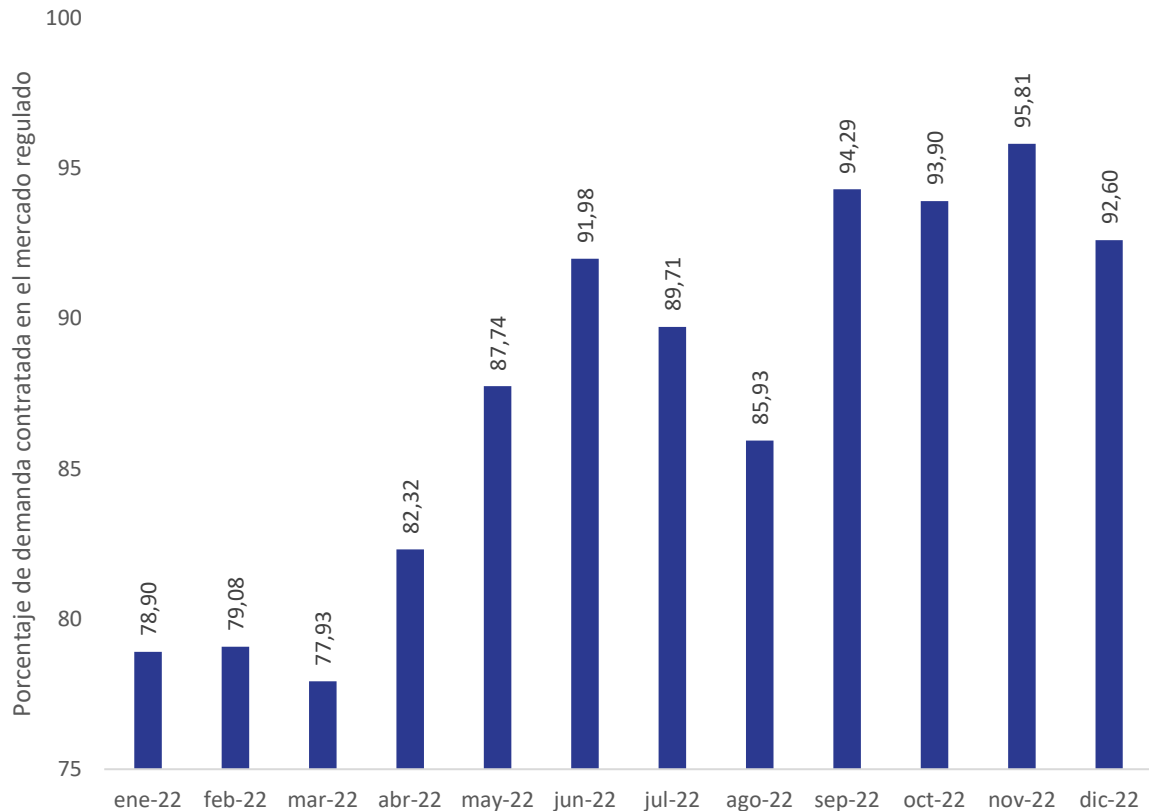


Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

- **Contratación del comercializador**

El comercializador durante lo corrido del año 2022 conto con un nivel de contratación para el mercado regulado promedio del 87,52%, que corresponde a un nivel de exposición en energía en bolsa de 12,48%, durante el año analizado el cubrimiento de la demanda por medio de contratos fue de mínimo el 77,93% para el mes de marzo y un valor máximo de 95,81% en el mes de noviembre del mismo año como se observa en la **Figura 25**

Figura 25. *Porcentaje de demanda contratada en el mercado regulado EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P.*

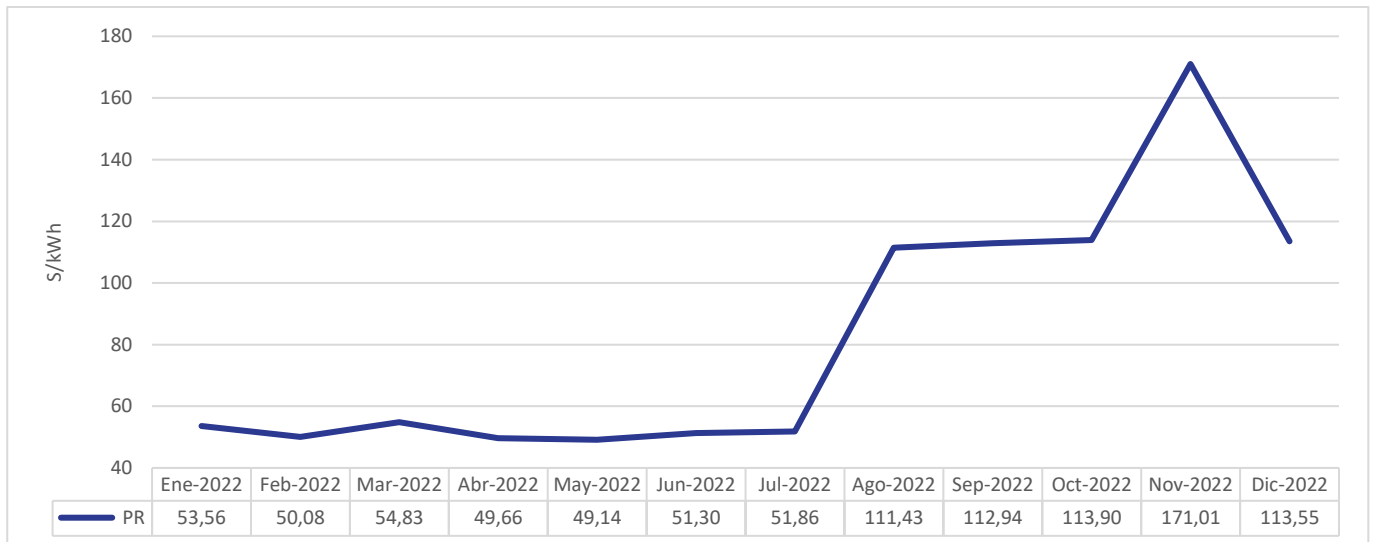


Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

- **Componente de Pérdidas**

El componente de Pérdidas corresponde al 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 referidas al STN al Operador de Red propietario de las redes donde se preste el servicio.

Figura 26. Comportamiento del componente de Pérdidas 2022 – ENERCA.



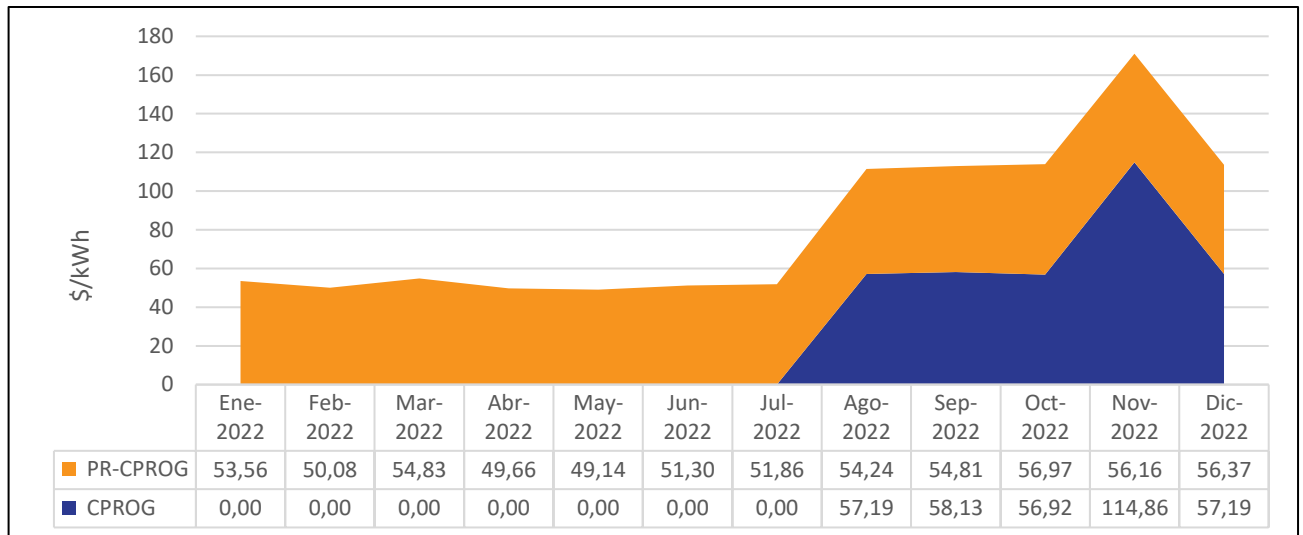
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En promedio, el componente de Pérdidas se compone de un 85% proveniente del componente de Generación y un 15% por el componente de Transmisión; razón por la cual la curva mostrada en la Figura 26 tiene un comportamiento similar al del componente de Generación. Por lo anterior, un incremento en el componente de Generación impacta directamente este componente provocando el mismo comportamiento. Esta curva es afectada también por la aplicación de la variable CPROG.

Así mismo, un elemento que cambió el valor del componente para la mayoría de los mercados está asociado a la inclusión de la variable CPROG acorde con el inicio de aplicación de la Resolución CREG 015 de 2018. El CPROG corresponde al cargo por concepto de remuneración de los planes de pérdidas definidos por el OR y aprobados por la CREG y que deben ser aplicados por todos los comercializadores de energía que atiendan usuarios en un mercado donde su Operador de Red ya se encuentre con aprobación de ingresos regulados y haya optado por plan de pérdidas.

Es importante mencionar que, en el caso de ENERCA solo hasta el mes de julio del año 2022, contó con ingresos aprobados, por lo que el comportamiento en el valor de su variable CPROG se muestra en la Figura 27:

Figura 27. CPROG – Componente de Pérdidas 2022 – ENERCA.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En el Figura 27 se puede apreciar el comportamiento de la variable CPROG y su impacto en el componente de pérdidas. Queda evidente una relación directa entre la variable y el componente de Pérdidas, en especial para el mes de julio de 2022 que presentó un incremento significativo, en el cual el valor promedio hasta el mes de julio era de 51,41 \$/kWh, aumentando a 111,43 \$/kWh en el mes de agosto, en la gráfica se muestra la variable CPROG junto con las demás variables que conforman el componente de pérdidas, calculado como PR CPROG (PR – CPROG).

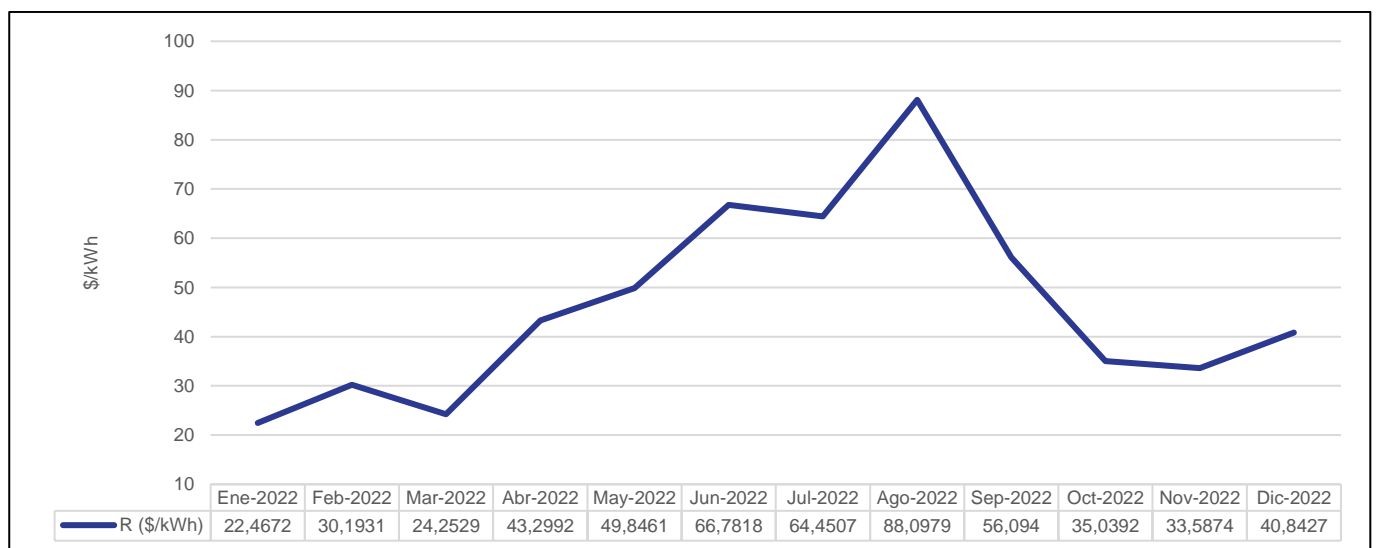
De acuerdo con la información publicada por el LAC, el incremento en el CPROG es resultado de la aprobación mediante Resolución CREG 501 025 del 11 de marzo de 2022 de los valores del cargo por uso del (OR), adicionalmente el incremento evidenciado para el mes de noviembre de 2022 se debe a la aplicación del valor diferencial del mes de julio de 2022 de aproximadamente 58,88 de acuerdo con la aplicación de la nueva metodología de la Resolución CREG 015 de 2018.

- **Componente de Restricciones**

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

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

Figura 28. Comportamiento del componente de Restricciones 2022 – ENERCA.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 28 se muestra el comportamiento del componente de Restricciones, en la cual se puede observar una disminución de 5,94 \$/kWh durante el mes de marzo de 2022. Sin embargo, en los meses siguientes, el componente experimentó un incremento con valores cercanos a los 12,77 \$/kWh. Posteriormente, a partir del mes de septiembre y hasta noviembre, se produjo una reducción significativa de 54,11 \$/kWh.

El valor mínimo del componente se registró en el mes de enero, alcanzando los 22,47 \$/kWh, mientras que el valor máximo se observó en agosto, con 88,10 \$/kWh. Esto implica una variación de 65,63 \$/kWh entre los dos valores extremos.

Por regla general, el componente de Restricciones está directamente relacionado con el comportamiento de los precios en bolsa, cuando los precios disminuyen, las plantas térmicas que generaban en mérito inician a generar por seguridad. Esto resulta en un mayor valor de las reconciliaciones positivas, que se transfieren a la demanda a través del componente de Restricciones. En caso contrario, cuando el precio de bolsa aumenta, las plantas térmicas generan por mérito ocasionando un menor valor de reconciliaciones positivas beneficiando a la demanda a través del componente de Restricciones.

Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

El porcentaje de participación observado en el año 2022 de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio de ENERCA SA ESP fue en promedio el relacionado en la Tabla 19:

Tabla 19. *Peso porcentual de los componentes del CU 2022 – ENERCA.*

Cu v n,m	Gm	Tm	D n,m	C Vm	PR n,m	Rm
2022	36,5%	6,0%	32,3%	9,0%	10,4%	5,7%

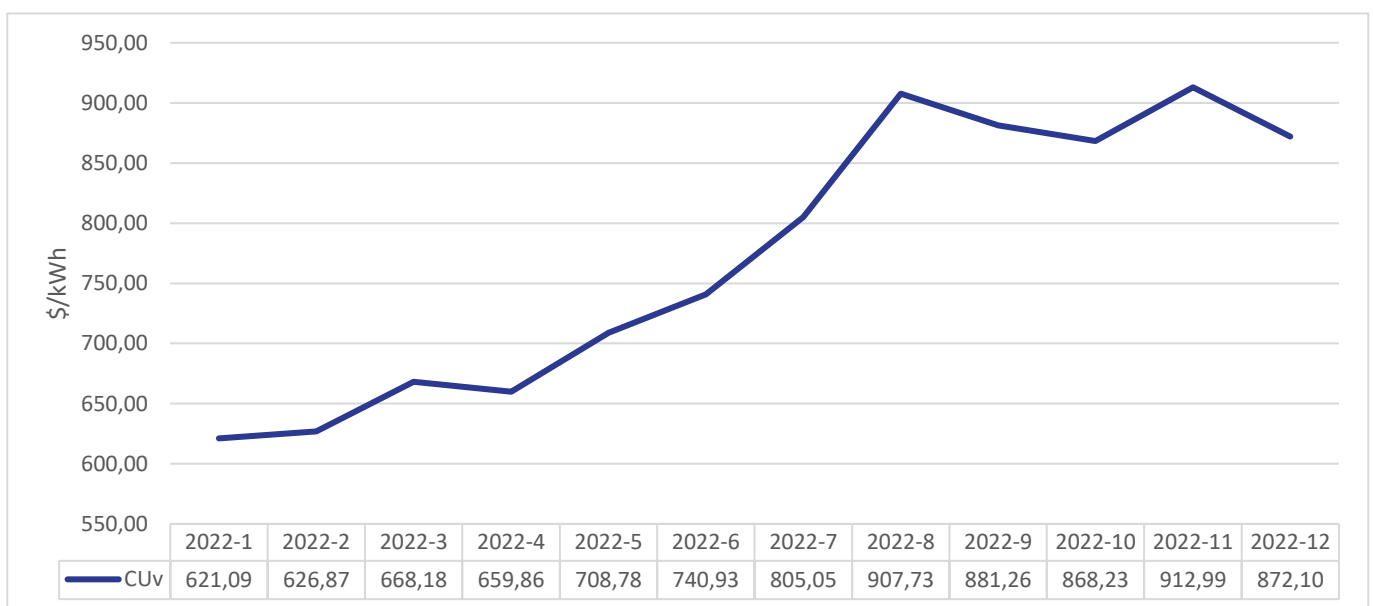
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la discriminación por componentes, la Generación y la Distribución representaron en promedio el 68,8% del Costo Unitario de Prestación del Servicio y como se mostró anteriormente, la participación del componente G estuvo determinado principalmente por un incremento en los precios de los contratos y de la afectación de la exposición a bolsa para algunos meses, mientras que el componente de distribución adquirió un mayor valor al calculado por la empresa de acuerdo al DtUN de la ADD a la que pertenece ENERCA S.A. E.S.P.

En la Figura 29 se puede observar que, durante el año 2022, el menor valor registrado en el CU de ENERCA S.A. E.S.P. fue de 621,09 \$/kWh, correspondiente al mes de enero. Por otro

lado, el valor más alto se registró en el mes de noviembre alcanzando los 912,99 \$/kWh, este se vio afectado por la aplicación de un valor diferencial de 58,88 del mes de julio de 2022 en el componente de pérdidas como resultado de la aprobación de cargos mediante Resolución CREG 501 025 del 11 de marzo de 2022.

Figura 29. Comportamiento del valor de CU 2022 – ENERCA

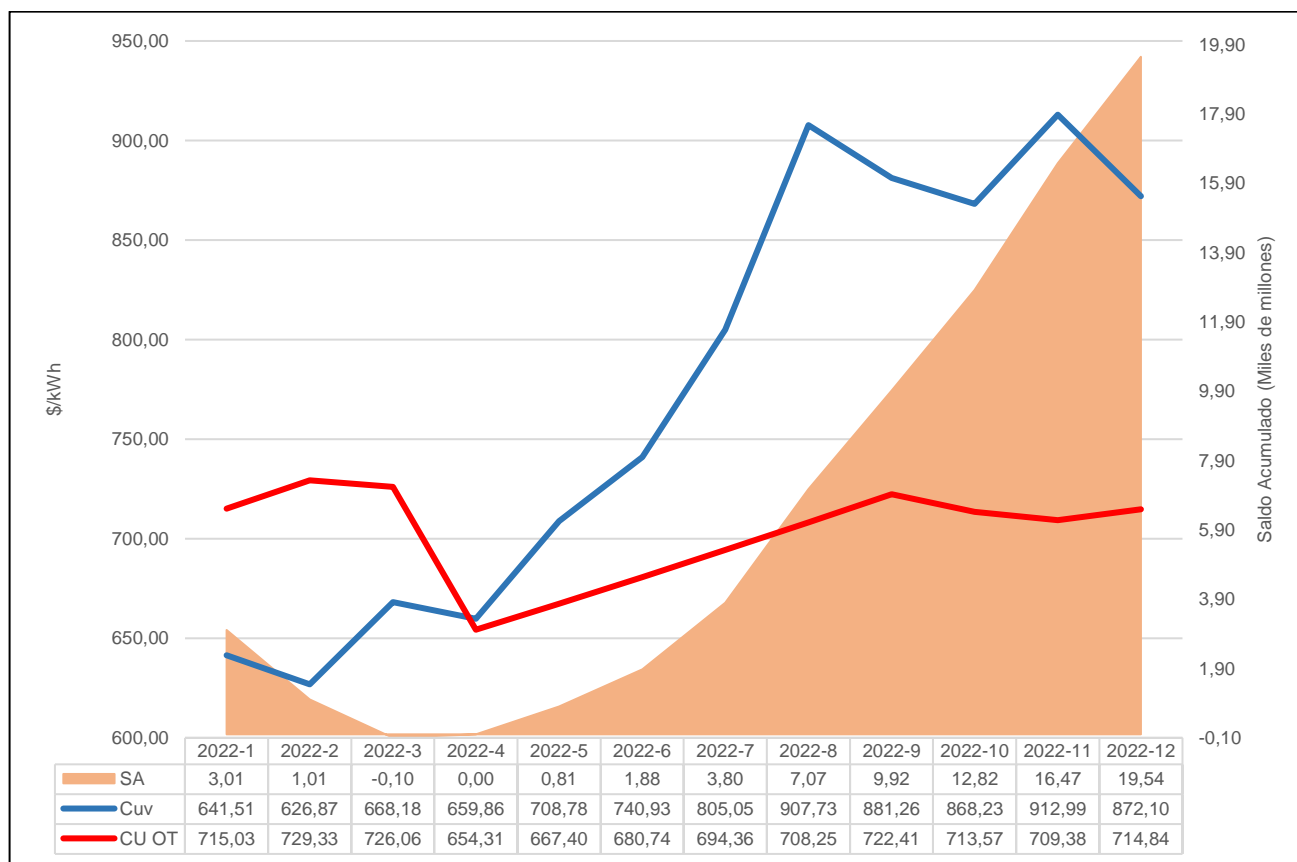


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Es importante destacar que en las Resoluciones CREG 012 de 2020, CREG 058 de 2020, CREG 064 de 2020 y CREG 152 de 2020 se estableció la aplicación de la opción tarifaria como respuesta a la emergencia sanitaria generada por el COVID-19 en 2020. Esta opción tarifaria se mantuvo vigente durante el año 2022 aunado a lo impuesto por la Resolución CREG 101 031 de 2022 en el marco del «pacto por la justicia tarifaria». La opción tarifaria brinda al comercializador la posibilidad de modificar el Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) cuando las condiciones del mercado tienen un impacto significativo en el usuario. Sin embargo, al optar por esta opción, los ingresos de la empresa pueden verse afectados. Por lo tanto, la opción tarifaria debe aplicarse hasta que se recupere el valor financiado que dejó de percibir, lo que implica un incremento progresivo en los cobros realizados al usuario.

Desde el mes de abril del 2020, ENERCA S.A. E.S.P. entró en opción tarifaria. En la Figura 30 se puede observar el CU determinado por medio de la Opción Tarifaria (CU OT) y el CU calculado mediante la metodología tarifaria general (CUv).

Figura 30. Comportamiento CUv vs Opción Tarifaria 2022 – ENERCA.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 30 se puede apreciar cómo el CU calculado utilizando la metodología de opción tarifaria experimentó aumentos graduales, lo que permitió que los usuarios no percibieran grandes cambios en las tarifas. Además, en el gráfico se muestra el área de color curuba que representa los saldos acumulados de la empresa. Estos saldos corresponden a las diferencias entre el CU calculado mediante la metodología general y el CU calculado mediante la opción tarifaria, multiplicados por las ventas reguladas del mes anterior.

Según la información reportada en el Sistema Único de Información (SUI), ENERCA S.A. E.S.P. cerró el año con saldos acumulados superiores a los \$19.000 millones. Sin embargo, se observa que desde abril hasta diciembre de 2022 la empresa aún no ha comenzado a recuperar dichos saldos. Esto se debe a que en durante los últimos tres trimestres el CU de la opción tarifaria se encontraba en un 14,84% por debajo del CU calculado utilizando la metodología general.

Es importante destacar que los datos presentados en este ítem se refieren específicamente al Nivel de Tensión 1, donde los activos son propiedad del Operador de Red (OR). Estos datos fueron calculados por la Dirección Técnica de Gestión de la Energía (DTGE) como parte de las actividades de vigilancia y seguimiento.

- **Tarifas de Energía Eléctrica**

En el desarrollo de este tema es importante tener en cuenta que la tarifa se calcula aplicando el factor de subsidio o contribución al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU), dependiendo del estrato socioeconómico al que pertenezca el usuario. Para usuarios de estrato 4 y usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa equivale al CU.

En el caso específico de ENERCA S.A. E.S.P., que aplica la opción tarifaria como se mencionó anteriormente, el CU de la metodología general es reemplazado por el CU de la opción tarifaria, el cual se utiliza como tarifa para los usuarios del estrato 4. A partir de esta tarifa, se determinan los porcentajes para los subsidios y contribuciones, lo que resulta en las tarifas aplicables a los estratos 1, 2, 3, 5, 6 y a los sectores comerciales e industriales.

En la Figura 31 se presentan las tarifas por estrato publicadas por la empresa durante el año 2022. Es importante destacar que estas tarifas corresponden al nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, ya que la mayoría de los usuarios se encuentran conectados bajo esta característica.

Figura 31. Tarifas de Energía Eléctrica 2022 – ENERCA.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la misma Figura 31 puede observarse que, la empresa calcula las tarifas a partir del CU, por lo que el comportamiento de las tarifas para estratos 3, 4, 5, 6, industrial y comercial mantienen la tendencia creciente, sin embargo, a partir del mes de octubre se evidencian disminuciones en las tarifas gracias a la aplicación de la Resolución CREG 101 031 de 2022 volviendo a presentar incrementos a partir del mes de diciembre de 2022. Cabe señalar que la aplicación del subsidio en los estratos 1 y 2 mediante la Resolución CREG 003 de 2021, permite mantener un valor creciente uniforme en la tarifa ya que no depende directamente del CU sino del cociente de los IPC, aclarando que existieron meses que se comportaron con base en las variaciones del CU, IPC y a las reglas de la Resolución CREG 101 031 de 2022.

Lo anterior, como consecuencia de la aplicación de la opción tarifaria (Ver Tabla 20); la cual permite reducir el impacto negativo de las tarifas y la percepción de las variaciones por parte de los usuarios.

Tabla 20. Tarifas de energía eléctrica 2022 NT1 Prop. OR – ENERCA.

MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
Ene-22	286,01	357,52	607,78	715,00	858,04
Feb-22	291,73	364,67	619,93	729,33	875,20
Mar-22	290,42	363,03	617,15	726,06	871,27
Abr-22	261,72	327,15	556,16	654,31	785,17
May-22	266,96	333,70	567,29	667,40	800,88
Jun-22	272,30	340,37	578,63	680,74	816,89
Jul-22	277,74	347,18	590,20	694,36	833,23
Ago-22	283,30	354,12	602,01	708,25	849,90
Sep-22	288,96	361,21	614,05	722,41	866,89
Oct-22	285,43	356,78	606,53	713,57	856,28
Nov-22	283,75	354,69	602,97	709,38	851,26
Dic-22	285,93	357,42	607,61	714,84	857,80

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

- **Resultado de Visita realizada a la empresa en temas tarifarios**

El pasado 07, 08 y 09 de junio de 2023, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios a través de la Dirección Técnica de Gestión de Energía realizó visita a la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P. (en adelante ENERCA) en el marco de la evaluación integral y que hace parte del plan de acción para el año 2023.

- **Procedimiento del Cálculo de Tarifas**

En el proceso de cálculo mensual de tarifas intervienen 4 personas, la dirección de transacciones comerciales (validación del cálculo), un profesional que realiza los cálculos mediante un archivo Excel formulado (funciona como validador), un asesor externo Termetergy (calcula la tarifa a través de Excel) y finalmente el asesor quien maneja el software tarifario ANTHARES.

Las cuatro personas mencionadas anteriormente, se reúnen en un denominado “Comité Tarifario”, el cual es llevado a cabo los días 14 o 15 de cada mes, esto dependiendo de la fecha en que XM publique la información definitiva, el objetivo de dicho comité es validar el cálculo realizado por el Software en comparación con los archivos Excel, por lo general cuando de presentan diferencias se valida el origen de las mismas, hasta llegar a una fase final de aprobación de todos los cálculos, llegando a una tarifa final definida de acuerdo con lo validado por cada uno de los participantes en el comité Tarifario.

- **Documentación del procedimiento de cálculo de Tarifas**

El proceso de cálculo y entrega de tarifas se encuentra documentado en el sistema integrado de Gestión de calidad, el cual es interno y por razones de seguridad solo se encuentra consignado en la Intranet de la empresa, la razón por la cual no se encuentra público, se deriva en que dicho procedimiento posee el paso a paso del cálculo realizado por la empresa, incluyendo las diferentes fuentes a través de las cuales se extrae la información, por lo tanto y por seguridad informática y demás el archivo solo se entrega a entidades de control que así lo soliciten.

- **Funcionamiento del Software Tarifario**

ANTHARES Fue contratado en el año 2020, sin embargo, ENERCA solicitó un desarrollo que requirió de un año para su desarrollo y realización de pruebas, ya para junio del 2022 los cálculos arrojados por el software coincidían completamente con los realizados manualmente y su confianza permitió el cálculo completamente con el mismo.

En el Software se ejecutan 8 procesos enlistados, inicialmente se realiza el descargue de la información (STN, STR, IPR, ADD), Dicho proceso es realizado directamente por el software desde las publicaciones realizadas por XM, luego se ejecuta por parte de la empresa el proceso de cargar la información de ventas, en caso de que en el mes exista algún ajuste se cargan en el paso 4.

Desde la Superservicios se indagó sobre el conocimiento de la información publicada por parte de XM con relación con los Cargos para cobrar el uso de la Red, sobre lo cual se evidenció que ENERCA tiene en cuenta las publicaciones realizadas por XM exclusivamente para el comercializador, adicionalmente se indaga que la empresa utiliza insumos SDL mediante los cuales se garantiza que se utilicen los últimos archivos publicados teniendo en cuenta posibles ajustes que se hayan presentado, de lo anterior no se ha evidenciado que ENERCA haya realizado una mala aplicación del CPROG en las pérdidas con relación a las publicaciones del LAC.

- **Hallazgos evidenciados en calidad de información**

- En el análisis de información realizado de los formatos T6 y T9, desde el grupo comercial se pudo identificar que, existe un mal reporte en la información relacionada con todos los valores de tipo decimal porcentaje, toda vez que, ENERCA realiza la conversión decimal del mismo, desconociendo lo estipulado con los lineamientos de carga de la Resolución SSPD 20212200012515 del 26 de marzo de 2021. (Ver **Figura 32**)

Figura 32. Reporte de información tipo % al SUI.

R1	R2	W
0,00393	0,00003	0,00000
0,39335	0,00003	0,94499
0,3874	0,08247	0,94565
0,3874	0,08247	0,94499
0,3874	0,08247	0,94520
0,3874	0,08247	0,94499
0,3874	0,08247	0,94520
0,3874	0,08247	0,94499
0,3874	0,08247	0,94499
0,3874	0,08247	0,95210
0,3874	0,08247	0,95175
0,3874	0,08247	0,95210

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Al respecto la empresa indica que, tenía un entendimiento diferente de los campos en mención de todo el capítulo tarifario de la Resolución SSPD 20212200012515 del 26 de marzo de 2021,

por lo tanto, entendía que debía convertir el número a decimal y no únicamente reportarlo sin el símbolo «%».

- Adicionalmente en el análisis realizado de la información del formato T9, desde el grupo comercial se pudo identificar que, para todo el año 2022 en el campo 38 “Balance Subsidios” a través del cual se reporta si la empresa fue Deficitario (1) o Superavitario (2), el prestador reporta el código 2 (Superavitario) sin embargo reporta información relacionada con costos financieros reconocidos, por lo que se entiende como un error de reporte. Ver Figura 33.

Figura 33 Reporte de información de Balance de Subsidios al SUI.

AÑO	PERIODO	BALANCE_SUBSIDIOS
2022	1	2
2022	2	2
2022	3	2
2022	4	2
2022	5	2
2022	6	2
2022	7	2
2022	8	2
2022	9	2
2022	10	2
2022	11	2
2022	12	2

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI

Conforme lo anterior, la empresa indica que, entendía que al presentarse un cierre de subsidios a favor del ministerio el estado del balance de subsidios del último trimestre validado debía reportarse como Superavitario por parte de la empresa.

- Como resultado de la verificación tarifaria realizada por la Superservicios, se encontraron diferencias en el componente de generación durante el periodo comprendido del mes de febrero a diciembre del año 2022, para lo cual se realizó un ejercicio práctico de verificación de valores calculados por la SSPD versus los valores obtenidos por la empresa.

De dicho análisis se evidenció que, el prestador reportó de manera incorrecta la energía comprada en subastas del MME, toda vez que a pesar de que en los lineamientos de cargue de la Resolución SSPD 20212200012515 del 26 de marzo de 2021, se establece el campo «17. CLP Energía mensual cubierta mediante los contratos de largo plazo destinados al mercado regulado adjudicados en la subasta del Ministerio de Minas y Energía al comercializador i en el mes m-1.». el prestador reporta la totalidad de energía comprada en dicha subasta en adición a la energía comprada en contratos bilaterales en el campo «2. ECC (Energía Compras en Contratos) Cantidad de energía en kWh comprada a través de contratos bilaterales con destino a la atención de Mercado Regulado. Versión TXF.».

Debido a lo indicado anteriormente se presenta una variación en el cálculo del Costo promedio ponderado de la energía comprada en contratos (Pc), por consiguiente, una variación en el valor de Generación en contratos y el valor de Generación a través del mecanismo CLP Minenergía, por lo tanto, un valor incorrecto del componente de Generación, tal como se evidencia en la Tabla 21.

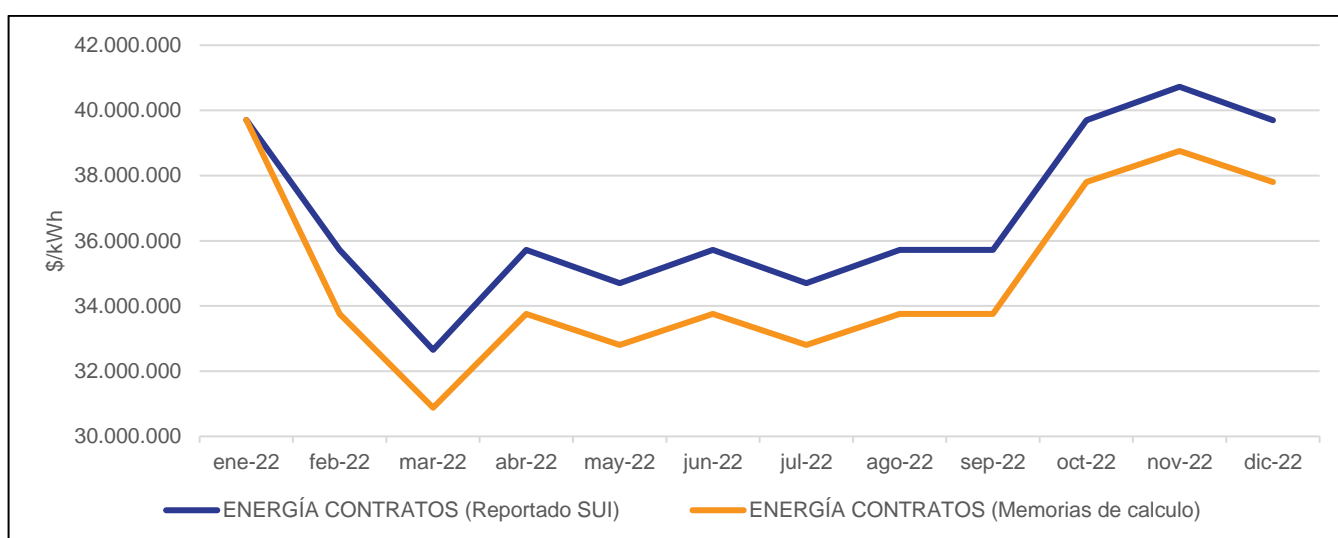
Tabla 21. Comparativo componente G Reporte SUI y cálculos SSPD

Periodo	G ENERCA (Reportado SUI)	G ENERCA (Cálculos SSPD)	Diferencia
ene-22	287,4173	287,4173	0,000
feb-22	264,4266	263,7693	0,657
mar-22	295,7963	295,0407	0,756
abr-22	263,5943	262,6977	0,897
may-22	255,7971	254,9554	0,842
jun-22	263,5323	262,5040	1,028
jul-22	268,5301	267,6233	0,907
ago-22	270,4634	269,5260	0,937
sep-22	272,5557	271,7190	0,837
oct-22	288,3939	287,5756	0,818
nov-22	284,2770	283,7551	0,522
dic-22	281,9809	281,5684	0,412

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

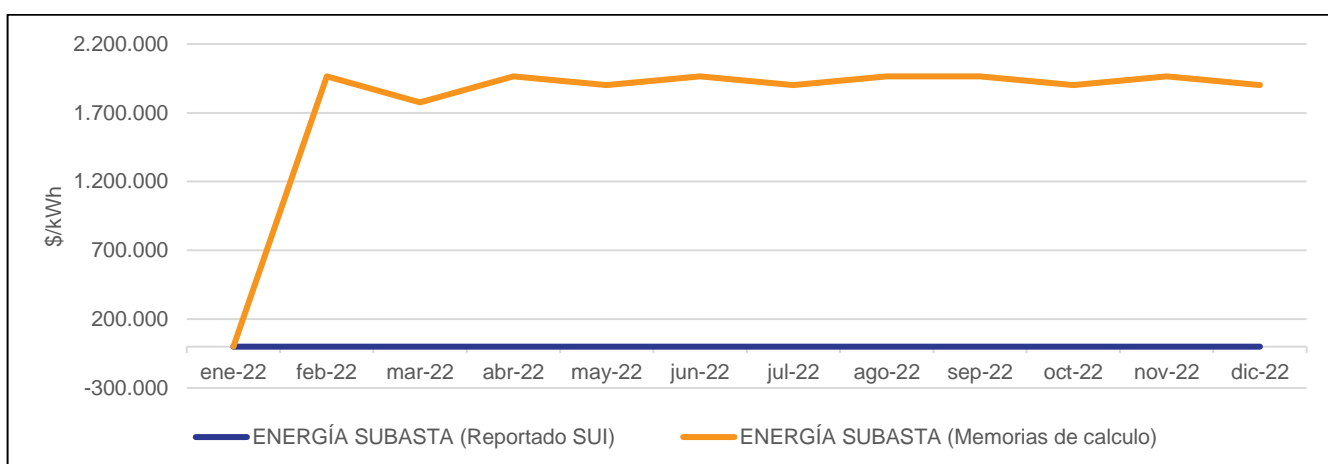
Adicionalmente en la Figura 34 y Figura 35, se evidencia el comportamiento de las diferencias presentadas entre la información reportada en SUI y la remitida por el prestador en las memorias de cálculo, con relación a la energía comprada en contratos y la comprada mediante el mecanismo de subasta del MME.

Figura 34. Comportamiento del valor de ECC Reportada en SUI vs Memorias de cálculo.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Memorias de cálculo prestador, Cálculos DTGE

Figura 35. Comportamiento del valor de CLP Reportada en SUI vs Memorias de cálculo.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Memorias de cálculo prestador, Cálculos DTGE.

Conforme lo expuesto, se evidenció que las diferencias presentadas corresponden a un error estrictamente de reporte e información y no de cálculo, por lo tanto, el prestador deberá solicitar la reversión de los Formatos T6 y T9 del SUI a partir del periodo 01M2022 hasta el mes donde se haya reportado de manera incorrecta la información de tipo porcentaje, del estado del balance de subsidios y de la energía comprada en contratos bilaterales y del mecanismo de subasta. Lo anterior, con el objeto de garantizar la calidad de la información reportada por la empresa.

- **Usuarios no Regulados**

En el análisis de esta sección, es relevante resaltar que la Ley 143 de 1994 estableció la definición de usuario no regulado como aquella persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada. Sin embargo, la Resolución CREG 131 de 1998 actualizó estos límites, estableciendo que, para ser considerado usuario no regulado, una persona natural o jurídica debe tener una demanda máxima superior a 0,1 MW o un consumo mensual mínimo de energía de 55 MWh por instalación legalizada. Además, se requiere que el usuario no utilice las redes públicas de transporte de energía eléctrica y que la energía se utilice en un mismo predio o en predios contiguos.

Para los usuarios no regulados, las compras de energía se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor, a través de contratos bilaterales. En este caso, el precio no se determina mediante una metodología regulatoria. Según la información comercial reportada por ENERCA. en el Sistema Único de Información (SUI) para el año 2022, la empresa prestó servicios a usuarios no regulados.

La SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio con la información reportada por la empresa en el Formato TC2 de la Resolución SSPD 12515 de 2021, usando los campos y filtros de la Tabla 22:

Tabla 22. Campos utilizados de la Resoluciones SSPD.

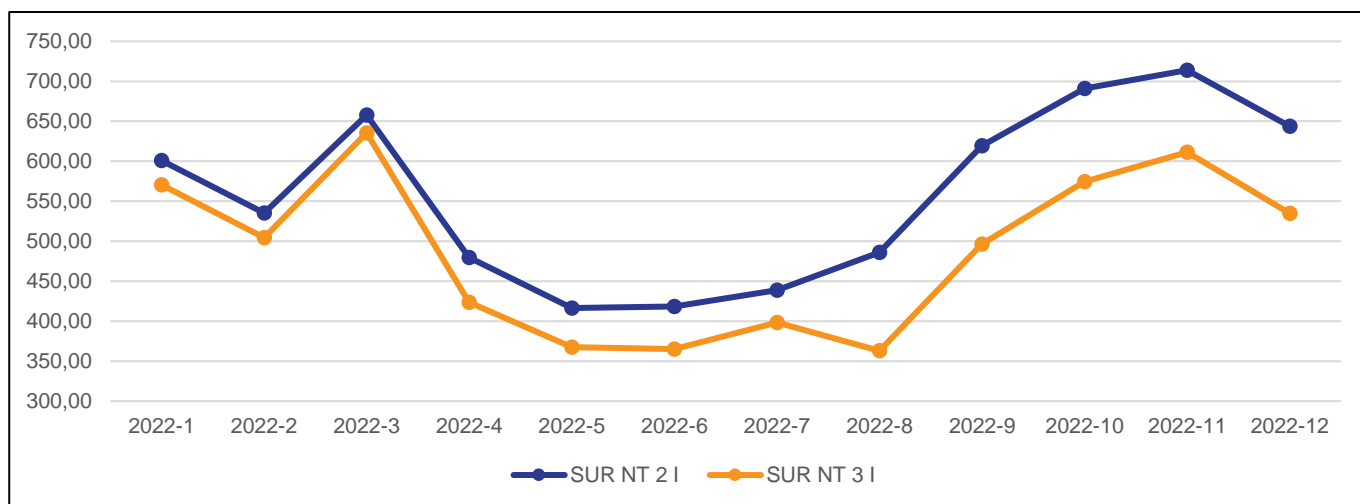
Resolución 20155 de 2019	Resolución 12515 de 2021
Campo 1: NIU (ID Mercado – NIU)	Campo 1: NIU
Campo 5: Tipo de factura	Campo 5: Tipo de factura
Campo 12: Tipo de Tarifa	Campo 12: Tipo de Tarifa
Campo 14: Consumo Usuario (kWh)	Campo 14: Consumo Usuario (kWh)
Campo 18: Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)	Campo 17: Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – ENERCA SA ESP

La información proporcionada en esta sección se complementó con datos adicionales que se obtienen al vincular el Número de Identificación del Usuario (NIU) del Formato TC2 con el Formato TC1. Estos datos incluyen información específica sobre la empresa, el mercado, el sector, el tipo de usuario y el nivel de tensión para el mismo período, teniendo en cuenta el nivel de tensión y el sector (condición especial). También se aclara que para los primeros meses de 2022 la información reposaba en los Formatos 1, 2 y 3 de la Resolución SSPD 8055 de 2010 y tuvieron el mismo tratamiento explicado anteriormente teniendo en cuenta la correspondencia que existe entre campos.

A continuación, se muestran las gráficas que representan los resultados del Costo de Prestación del Servicio promedio para el usuario no regulado (UNR) en cada Área de Distribución (ADD). Estas gráficas proporcionan una visualización clara de los costos promedio aplicados a este tipo de usuarios en cada ADD específico.

Figura 36. Tarifa promedio aplicada a UNR - 2022 ADD SUR – ENERCA.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

De acuerdo con la información reportada en SUI, para el año 2022 ENERCA. Tenía en promedio 7 usuarios no regulados industriales en los niveles de tensión 2 y 3, dentro del ADD Sur, de esta forma, en la Figura 36 se puede observar un incremento en el promedio de las tarifas para el mes de marzo de 2022 en los dos niveles de tensión, seguido de una disminución y un nuevo incremento a partir del mes de septiembre de 2022.

4.4.3. Aspectos Técnicos Operativos

En este apartado se abordarán los aspectos técnicos y operativos, bajo los cuales realiza ENERCA la actividad de distribución de energía eléctrica. Por lo anterior y a modo de contexto, inicialmente se presentará una caracterización, correspondiente a la descripción general de la actividad operativa que realiza la empresa.

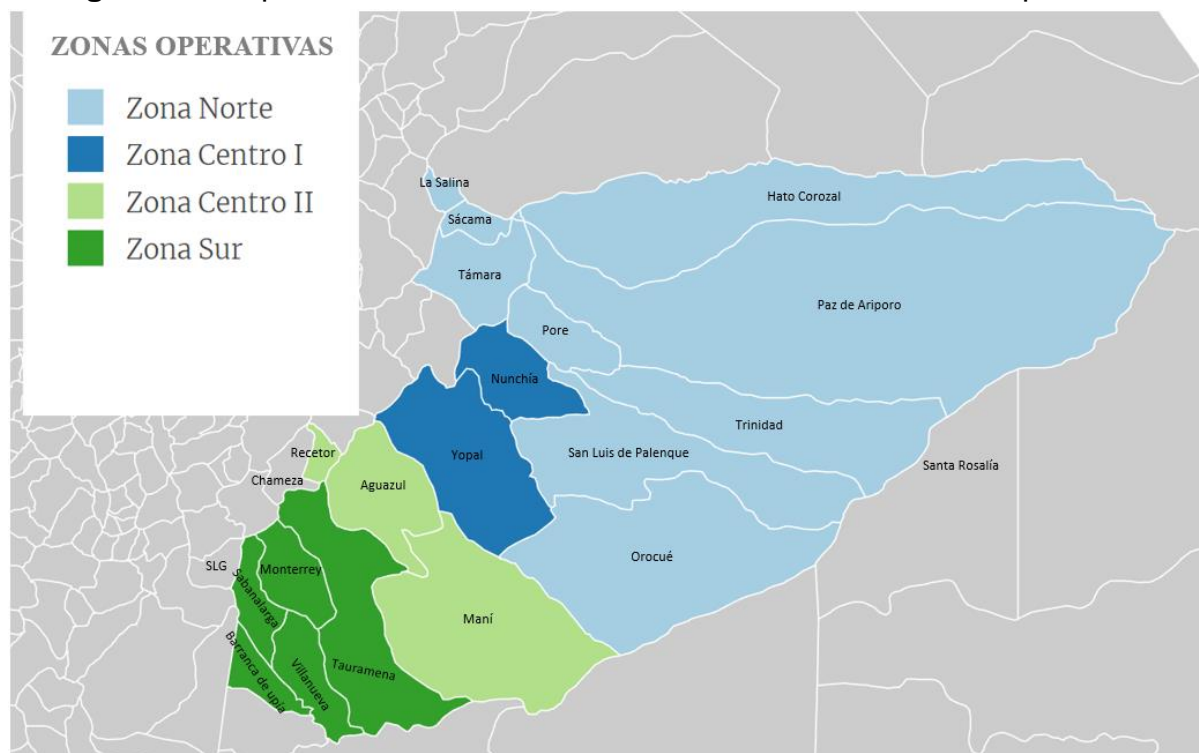
- **Descripción general**

La empresa ENERCA SA ESP es el Operador de Red (OR) para el departamento del Casanare, y cuenta con algunos activos en los departamentos de Boyacá y Meta, con participación en la actividad de distribución de energía eléctrica en el Sistema de Distribución Local (SDL), referente a niveles de tensión 1, 2 y 3. Además de participar en el Sistema de

Transmisión Regional (STR), en lo que respecta al nivel 4 de tensión de la actividad de distribución. Lo anterior, con la operación de 73 subestaciones en el SDL y 220 circuitos que suman aproximadamente 9197 km de longitud, mientras que para el STR opera 7 subestaciones y 11 líneas a nivel de 115 kV, con aproximadamente 583 km de red.

La operación de los activos indicados anteriormente se realiza en cuatro zonas que están desagregadas en municipios para división de la operación técnica. Lo anterior, se muestra en la **Figura 37:**

Figura 37. Mapa Casanare con la distribución de las cuatro zonas operativas



Fuente: Elaboración propia a partir de información de ENERCA.

El centro de control desde donde se operan las cuatro zonas del sistema se encuentra ubicado en la subestación Yopal 115 kV y desde allí se realiza la supervisión, operación y telecontrol del 100% de las subestaciones del STR: Yopal, Paz de Ariporo, Aguazul, Aguaclara, Morro, San Luis de Palenque y Yopalosa. Así mismo, se operan 121 reconectores ubicados en el departamento de Casanare. Para ello, cuenta con un grupo de operadores y asistentes de

subestación distribuidos en turnos de trabajo que permiten atender el sistema 7 días x 24 horas.

A diciembre de 2022, el centro de control cuenta con cerca de 20.000 señales de SCADA TIPO II y cuenta con intercambio a nivel de centro de control con el Centro Nacional de Despacho (CND) en Medellín y la sala de operaciones de Termomechero, además de la coordinación con TERMOYOPAL y EBSA.

- **Procesos de Operación y Mantenimiento**

ENERCA realiza los procesos de administración, operación y mantenimiento en función de su mapa de procesos corporativo en el cual desde el direccionamiento y el planeamiento estratégico se definieron macroprocesos misionales por negocio, para este caso, la distribución de energía eléctrica; de este negocio dependen los cuatro macroprocesos estratégicos que se muestran en la **Figura 38**.

Figura 38. Macroprocesos de operación y mantenimiento



Fuente: Elaboración propia a partir de información de ENERCA.

A partir de esta información, en el marco de la visita de la evaluación integral se revisaron los cuatro procesos de operación y mantenimiento que implementa ENERCA en el negocio de

distribución de energía eléctrica. De lo anterior, se destaca que en la revisión y socialización, esta Superintendencia identificó que los procesos se aplican al SDL y STR, sin embargo, las variables que hacen parte de los procesos: entradas, actividades, salidas y clientes están estructuradas de manera general, sin permitir identificar la disgregación o el alcance para nivel de tensión 1, 2 y 3, separadamente del nivel de tensión 4.

Adicionalmente, se identificó que no existe una vinculación o una correlación directa entre todos los aspectos que componen las variables de los procesos, lo cual puede generar errores o aplicaciones incorrectas en las actividades que se llevan a cabo dentro de la empresa para darle cumplimiento a estos procesos.

Por lo anterior, en el marco de esta evaluación integral, la Superintendencia recomendó a ENERCA que se revise y se ajuste la estructura de los procesos diseñados y ejecutados por el prestador, con el objetivo de que se incluya la desagregación por sistema (SDL y STR), además de que se realice la vinculación o asociación de los factores que participan en cada etapa del proceso, para que las salidas o resultados del proceso puedan ser efectivos, medibles y aporten así finalmente a la mejora en la prestación del servicio de energía eléctrica.

Es importante, precisar que la empresa indicó que actualmente se encuentra en reestructuración de indicadores por recomendación de la auditoría realizada por el ICONTEC, pues se identificó que los indicadores que se tenían estaban más asociados a cumplimiento, que a gestión que impacte en el resultado de mejorar la prestación del servicio de energía eléctrica.

- **Calidad del servicio en el SDL**

Para la evaluación efectuada a los aspectos de calidad del servicio de distribución de energía eléctrica en el SDL, se revisaron los tópicos de

Respecto a lo anterior, la Superintendencia solicitó los respectivos soportes de estas exclusiones para validar los requisitos que establece el numeral 5.2.2 de la, indicadores de calidad del servicio y el estado actual de cumplimiento a los requisitos de la Resolución CREG

015 de 2018. A continuación, se presentan las generalidades y caracterización de cada uno de estos temas, para consolidar el resultado en el marco de esta evaluación integral de la calidad del servicio en el sistema de distribución local que opera ENERCA en el departamento del Casanare y algunos municipios de Boyacá y Meta.

- **Exclusiones**

La identificación de las exclusiones es muy importante para la clasificación de los eventos sucedidos en los SDL, pues las exclusiones se tienen en cuenta para la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones. Por lo anterior, para el cálculo de los indicadores de calidad promedio y calidad individual no se tienen en cuenta los eventos que cuentan con las condiciones establecidas en el numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, correspondientes a eventos excluidos. Información, que debe tener los correspondientes soportes, para los ejercicios de verificación de la información reportada por parte de los agentes al Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC) de XM.

En ese sentido, para el año 2022 ENERCA reportó ante el LAC 46 eventos que fueron excluidos asociados a distintas causales de exclusión, las cuales se establecen en la Resolución CREG 015 de 2018 y los códigos que se estipulan en la circular CREG 063 de 2019. Lo anterior, se sintetiza en la Tabla 23.

Tabla 23. Causas y códigos de exclusiones efectuadas por ENERCA

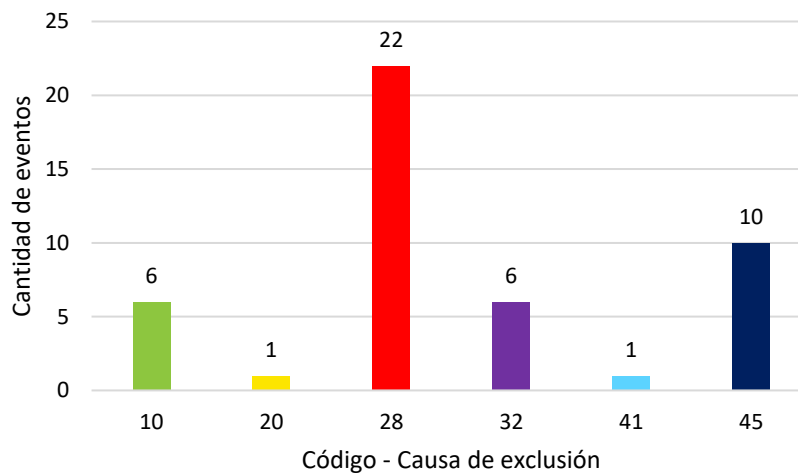
Código	Causa del evento	Causa de exclusión
10	Plan anual de trabajos de reposición o modernización en subestaciones	Literal n
20	Apertura en redes del SDL por causa de equipos o líneas del STN o STR	Literal c
28	Catástrofes naturales	Literal g
32	Falla activo nivel 1 propiedad particular	Literal e y f
41	Seguridad ciudadana	Literal d

45	Interrupción para enfrentar situaciones de riesgo de la vida humana	Literal o
----	---	-----------

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 015 de 2018 y Circular CREG 063 de 2019

A partir de esta información se presenta la Figura 39, en la cual se muestra la desagregación de los eventos excluidos de acuerdo con la causa de los mismos.

Figura 39. Eventos excluidos por tipo de causa



Fuente: Elaboración propia a partir de información del INDICA de XM

De la Figura 39, es posible establecer que la causa con mayor cantidad de eventos excluidos por ENERCA en el año 2022 fue la causa 28, correspondiente a catástrofes naturales con 22 exclusiones, seguida de la causa 45 correspondiente a Interrupción para enfrentar situaciones de riesgo de la vida humana, con 10 exclusiones. Luego están las causas 10 y 45 correspondientes a Plan anual de trabajos de reposición o modernización en subestaciones y Falla activo nivel 1 propiedad particular, respectivamente, con 10 exclusiones cada causa.

Respecto a lo anterior, y de acuerdo a la información socializada con ENERCA durante la visita de la evaluación integral la Superintendencia solicitó los respectivos soportes de estas exclusiones para validar los requisitos que establece el numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018. Como respuesta a esta solicitud ENERCA remitió los soportes para 3 de los 46 eventos excluidos en el año 2022, 2 correspondientes a la causa 28 catástrofe natural y 1

correspondiente a la causa 20 apertura en redes del SDL por causa de equipos o líneas del STN o STR.

A partir de la revisión de los soportes de las exclusiones remitidos por ENERCA, es preciso indicar que, en el caso de los eventos catalogados como catástrofe natural, se presentan fuertes lluvias y deslizamientos de tierra, lo cual difiere de la caracterización que el regulador da a catástrofe natural mediante el literal g del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, así: «catástrofes naturales, tales como erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremotos, maremotos, huracanes, ciclones y/o tornados.»

Adicionalmente, estos soportes de la causa 28 no son dados por autoridades competentes para certificar o justificar que la característica natural corresponde a una catástrofe natural. Por lo anterior, los eventos que no cuenten con la condición expuesta en la norma y el soporte dado por la autoridad competente no deberán ser tenidos en cuenta por la empresa como exclusiones.

Ahora bien, respecto al soporte remitido por ENERCA a esta Superintendencia, en cuanto a apertura en el SDL por activos del STR o STN, se revisó y se validó que cumple con lo establecido en el literal c del numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Por todo lo expuesto anteriormente, y en el marco de la evaluación integral, esta Superintendencia identificó que las exclusiones realizadas por ENERCA no daban cumplimiento total a lo definido por la regulación vigente y, por lo tanto, es preciso que se recalculen los indicadores de calidad para el año 2022, teniendo en cuenta todos los eventos que se excluyeron y no contaban con los respectivos soportes al momento de la verificación de esta información.

Este recalcule debe surtir un procedimiento posterior de reversión de información ante la Superintendencia y ante XM, para que los valores de SAIDI, SAIFI, DIU, FIU e incentivos de calidad cuenten con calidad de la información a partir de lo identificado en esta evaluación

integral, respecto a las exclusiones. Adicionalmente, en el siguiente capítulo se detallará el tema de los indicadores de calidad del servicio para ENERCA.

- **Indicadores de calidad**

Para establecer los parámetros de evaluación del nivel de calidad del servicio en el SDL, es preciso indicar los conceptos de la regulación vigente en cuanto a las metas y cálculo de indicadores de calidad del servicio de energía eléctrica, de manera promedio e individual para el mercado de comercialización que atiende. El desempeño en la calidad del servicio del SDL para cada OR, se evalúa de acuerdo con lo dispuesto en la Resolución CREG 015 de 2018, cuya aplicación inició en enero del año 2019.

La evaluación de la calidad se fundamenta principalmente en el seguimiento a los indicadores de calidad media (SAIDI y SAIFI³) e indicadores de calidad individual (DIU y FIU⁴), que representan el tiempo de indisponibilidad y la cantidad de interrupciones del servicio que se generan en todo el mercado de comercialización de los prestadores y de forma individual para cada usuario, respectivamente.

Tomando como referencia estos indicadores, la regulación establece el esquema de incentivos y compensaciones, que para el caso de la calidad media representa estímulos positivos o negativos en los cargos de distribución a las empresas que suministran el servicio de energía eléctrica, de acuerdo con el comportamiento de los indicadores SAIDI y SAIFI; mientras que, en cuanto a calidad individual, los usuarios deberán recibir una compensación económica mediante su factura, cuando se superen los indicadores de calidad individual garantizados. La

³ SAIDI: Indicador de duración promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en horas al año.

SAIFI: Indicador de frecuencia promedio por usuario, de los eventos sucedidos en el SDL del OR, durante el año, medido en cantidad al año.

⁴ DIU: Duración total acumulada en horas de los eventos percibidos por un usuario, conectado a un nivel de tensión específico y que pertenece a un grupo de calidad, en un periodo de doce meses.

FIU: Número total acumulado de eventos percibidos por un usuario, conectado a un nivel de tensión específico y que pertenece a un grupo de calidad, en un periodo de doce meses.

SSPD, en el marco de sus funciones, realiza el seguimiento de estos indicadores con el fin de verificar que estos se encuentren dentro de los límites definidos por la regulación.

De manera particular para ENERCA, la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG) expidió la Resolución CREG 086 de 2021 «Por la cual se aprueban las variables necesarias para calcular los ingresos y cargos asociados con la actividad de distribución de energía eléctrica para el mercado de comercialización atendido por la Empresa de Energía de Casanare S.A. E.S.P.», en la cual estableció los indicadores de referencia y las metas de calidad del servicio media e individual, con las cuales se evalúa la calidad del servicio del mercado de comercialización que atiende ENERCA. En la Tabla 24, Tabla 25 y Tabla 26, se presentan los valores calculados por la comisión para ENERCA, respecto a las metas de calidad media del servicio.

Tabla 24. Indicadores de referencia de calidad media

Variable	Unidad	Valor
SAIDI_Rj	Horas	47,131
SAIFI_Rj	Veces	32,266

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 086 de 2021.

Tabla 25. Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas

Año	Año del periodo tarifario	SAIDI_Mj,t	Banda indiferencia Límite inferior	Banda indiferencia Límite superior
2019	t=1	43,360	43,143	43,577
2020	t=2	39,891	39,692	40,091
2021	t=3	36,700	36,517	36,884
2022	t=4	33,764	33,595	33,933
2023	t=5	31,063	30,908	31,218

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 086 de 2021.

Tabla 26. Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces

Año	Año del periodo tarifario	SAIFI_Mj,t	Banda indiferencia Límite inferior	Banda indiferencia Límite superior
2019	t=1	29,685	29,536	29,833
2020	t=2	27,310	27,173	27,446
2021	t=3	25,125	24,999	25,251
2022	t=4	23,115	22,999	23,231

2023	t=5	21,266	21,159	21,372
------	-----	--------	--------	--------

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 086 de 2021.

Así mismo, mediante la Resolución CREG 086 de 2021, la CREG estableció los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos por grupo de calidad⁵ (DIUG - FIUG) para los usuarios del mercado de comercialización de ENERCA. En la Tabla 27 y Tabla 28 se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de duración de eventos, y en la Tabla 29 y Tabla 30 presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de frecuencia de eventos; por lo anterior, los usuarios del mercado de comercialización de ENERCA no deberán superar dichos indicadores en una ventana móvil de un año o podrán ser sujetos de compensación por calidad individual.

Tabla 27. DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	52,42	34,48
Riesgo 2	39,71	67,89	81,13
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 086 de 2021.

Tabla 28. DIUG nivel de tensión 1, horas

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	49,13	49,13
Riesgo 2	40,43	81,68	95,18
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 086 de 2021.

Tabla 29. FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	42	41
Riesgo 2	37	39	50
Riesgo 3	-	-	-

Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 086 de 2021.

⁵ Los grupos de calidad se establecen en la Resolución CREG 015 de 2018, con base en el nivel de ruralidad, niveles de riesgo de falla y niveles de tensión. Los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual por grupo de calidad (DIUG y FIUG) son diferentes para todos los OR, y se establecen en cada resolución particular de aprobación de los cargos de la actividad de distribución.

Tabla 30. FIUG nivel de tensión 1, veces

	Ruralidad 1	Ruralidad 2	Ruralidad 3
Riesgo 1	-	43	43
Riesgo 2	41	42	57
Riesgo 3	-	-	-

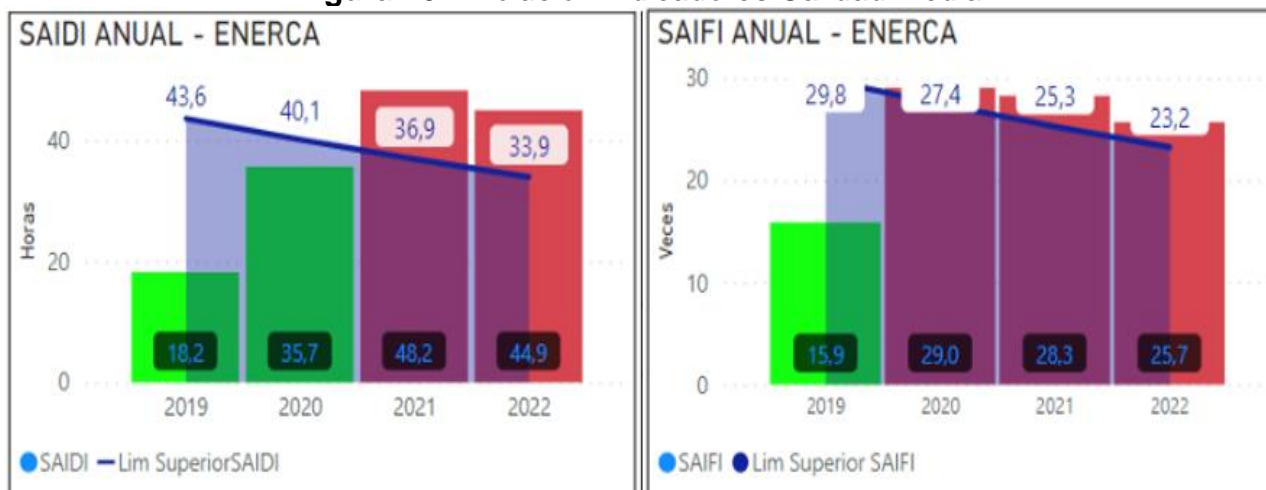
Fuente: Elaboración propia a partir de la Resolución CREG 086 de 2021.

- **Calidad media del servicio de energía eléctrica en el mercado de ENERCA**

Tomando en cuenta lo expuesto anteriormente, la SSPD realizó la consulta en el Sistema Único de Información (SUI) del formato CS1, en el cual ENERCA reporta los indicadores SAIDI y SAIFI. A continuación, en la Figura 40 se presenta la evolución de los indicadores de calidad media del mercado de comercialización de ENERCA, desde el año 2019 al 2022, en donde se puede observar que la empresa incumple las metas regulatorias para el indicador SAIDI en los años 2021 y 2022 y para el indicador SAIFI en cuanto a los años 2020, 2021 y 2022.

En lo que respecta al año 2022, el valor de SAIDI fue de 44,9 horas, mientras que la meta para el año 2022 correspondía a un valor de 33,76 horas como se indicó en la Tabla 25. Ahora bien, en cuanto a la frecuencia el indicador para 2022 también estuvo por encima de la meta, pues se presentaron 25 veces promedio en que se interrumpió la prestación del servicio, superando el valor de 23,2 definido como meta por el regulador. Por lo anterior, ENERCA no cumplió con las metas establecidas por la CREG en lo que se refiere a calidad media, tal como se muestra en la Figura 40.

Figura 40. Evolución Indicadores Calidad Media⁶

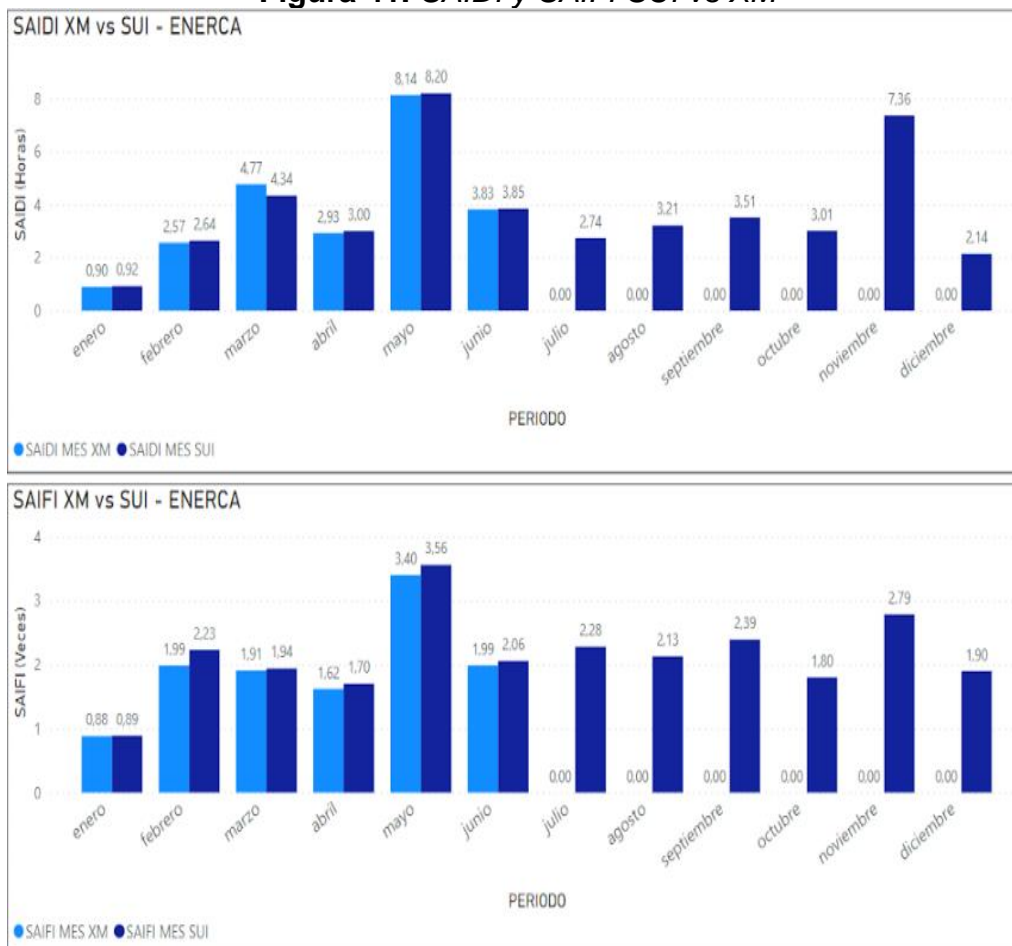


Fuente: Elaboración propia a partir del Sistema Único de Información.

De otra parte, en cuanto al cálculo de indicadores de calidad media que realiza XM en cumplimiento de sus funciones como Liquidador y Administrador de Cuentas (LAC), esta Superintendencia identificó que a partir de julio de 2022 y hasta diciembre de 2022, los valores de SAIDI y SAIFI calculados por XM fueron de 0 horas y 0 veces, respectivamente. Lo cual, corresponde a una diferencia significativa en cuanto a los valores de SAIDI y SAIFI, reportados por ENERCA al SUI. Lo anterior, se muestra en la Figura 41.

⁶ Rojo (sobrepasó el límite superior) – Incumplió; Azul (en la banda de indiferencia) – Cumple; Verde (por debajo del límite inferior) – Cumple

Figura 41. SAIDI y SAIFI SUI vs XM



Fuente: Elaboración propia a partir del SUI e INDICA.

Respecto a lo anterior, la Superintendencia indagó a ENERCA por las diferencias en los indicadores SAIDI y SAIFI, calculados por la empresa y certificados en el SUI vs los indicadores calculados por XM y reportados en el aplicativo indica. Lo anterior, en el marco de esta evaluación integral, a lo cual la empresa emitió dos conceptos o respuestas a la situación detectada. La primera respuesta indicó lo siguiente:

«Se realizaron reuniones conjuntas entre ENERCA Y XM en las cuales se discutieron algunos cambios en la manera como se reportan los eventos al LAC por parte de ENERCA, toda vez, que dichos eventos eran reportados a nivel de circuito y para los cálculos de indicadores el LAC requería el reporte a nivel de transformador, para lo cual no contaba con la información necesaria y oportuna.

Teniendo en cuenta que, el indicador SAIDI mide la duración promedio de interrupciones en el suministro de energía eléctrica para cada cliente durante un período de tiempo determinado. **En el caso de XM, se observa que los valores de SAIDI para los años 2021 y 2022 son significativamente menores que los valores de ENERCA.** Esto sugiere que XM no está tomando en cuenta todas las interrupciones de suministro de energía que han ocurrido en el área de ENERCA.» (Negrilla fuera de texto)

Ahora bien, luego de la visita realizada por parte de la Superintendencia a ENERCA en la ciudad de Yopal, se generó el compromiso de emitir la justificación al comportamiento evidenciado en la

Figura 41, a lo cual se obtuvo la siguiente respuesta por parte del prestador:

«Tras revisión realizada a la plataforma indica de XM, se evidenció en el módulo de reporte de indicadores mensuales publicados, que XM únicamente publicó indicadores de calidad media SAIDI y SAIFI para los meses de enero a junio de 2022, esto acorde con lo mencionado por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios –SSPD- en la visita realizada recientemente, no obstante también se evidenció en el reporte mensual de interrupciones que la Empresa de Energía de Casanare –ENERCA- realizó el cargue del reporte diario de todas las interrupciones desde enero a diciembre de 2022, información que es el insumo requerido para calcular los indicadores de calidad media en mención (...).»

De acuerdo con lo anteriormente expuesto, esta Superintendencia consultó las memorias de cálculo de XM, identificando la siguiente afirmación en los documentos que soportan los cálculos de los indicadores de calidad:

«El OR CASANARE viene presentando cálculo de **indicadores de calidad en cero (0) por diferencias en el cambio de los códigos IUA en el formato SUI**; sin embargo, no se ha logrado este cambio en el reporte del OR al LAC.»

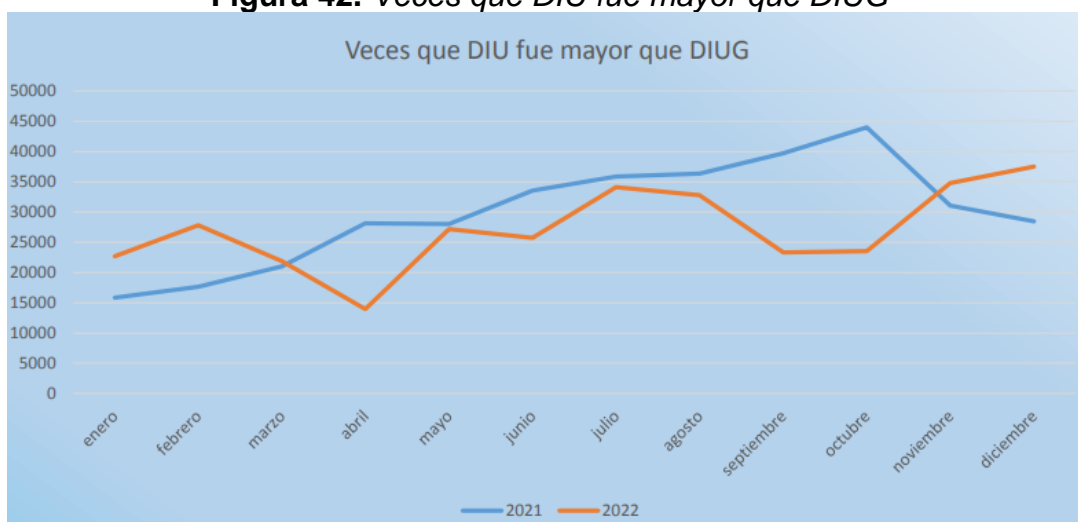
Por lo anterior, esta Superintendencia identificó que a partir de la aprobación de cargos para la empresa ENERCA en el mes de junio de 2022, se está presentando un reporte inconsistente, mediante el reporte que realiza la empresa al INDICA, en cuanto al código de circuito o línea, pues no corresponde al código IUA, el cual es necesario para que XM pueda realizar el cálculo de indicadores y posteriormente publicarlos mediante la plataforma INDICA.

En ese sentido, por parte de la Superintendencia se realizará seguimiento a la gestión que efectúe ENERCA ante XM para corregir esta problemática respecto a la calidad de la información, en los valores de los indicadores de calidad media.

- **Calidad individual del servicio de energía eléctrica en el mercado de ENERCA**

En lo que refiere a calidad individual, de acuerdo a lo informado por ENERCA en el marco de esta evaluación integral, entre el año 2021 y 2022 se ha presentado una condición de mejora en la calidad individual del servicio de energía eléctrica, pues de acuerdo a lo mostrado en la Figura 42, el número de veces que el indicador DIU superó el DIUG en el año 2022, fue menor que la mayoría de los periodos mensuales en el año 2021. Es decir, sólo enero, febrero, marzo y diciembre de 2022 presentaron mayor cantidad de veces en que se excedió la meta, con respecto al año 2021.

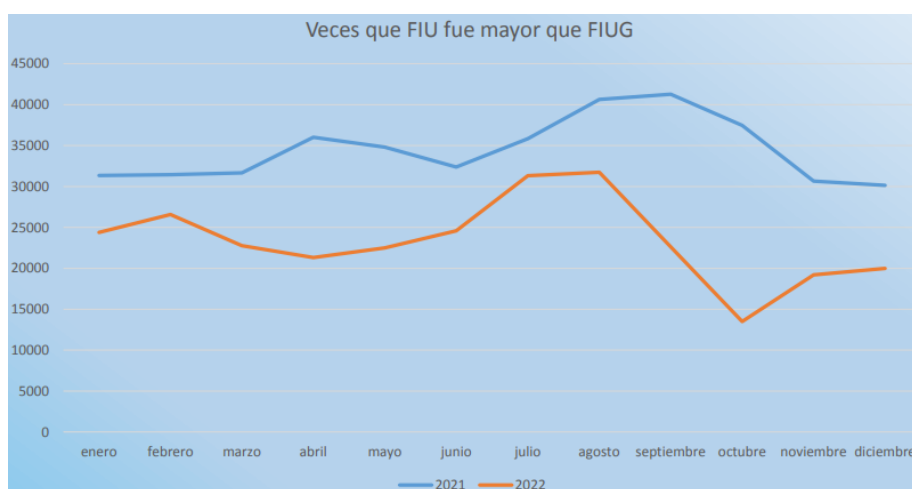
Figura 42. Veces que DIU fue mayor que DIUG



Fuente: ENERCA

De otra parte, con respecto a la cantidad de veces que FIU fue mayor que FIUG, se tiene que para el año 2022, de manera permanente en los 12 periodos mensuales, se presentó un valor inferior, con respecto a los valores para el año 2021. Lo anterior se muestra en la Figura 43.

Figura 43. Veces que FIU fue mayor que FIUG



Fuente: ENERCA

De lo anterior, es preciso indicar por parte de esta Superintendencia que esta información remitida por ENERCA y socializada durante la visita, en el marco de esta evaluación integral, será contrastada con la información reportada en el SUI, para verificación de los procedimientos e indicadores de calidad del servicio en el SDL, lo cual hace parte del seguimiento que realiza la Superintendencia.

De otra parte, de acuerdo con lo informado por ENERCA y lo reportado en el Formato CS2. DIU y FIU del SUI para el año 2022, no se presentaron usuarios con DIU o FIU mayor a 360 horas o 360 veces, respectivamente.

No obstante, es pertinente señalar por parte de esta Superintendencia que se encuentra en análisis un caso particular referente al municipio de San Luis de Gaceno por calidad individual del servicio, en el cual mediante múltiples requerimientos se ha solicitado información a ENERCA SA ESP, además de los requerimientos enmarcados en esta evaluación integral y no

se tiene respuesta completa, clara y de fondo a las solicitudes realizadas; lo anterior, es un presunto incumplimiento al artículo 8 de la Resolución CREG 080 de 2019.

- **Estado de cumplimiento de requisitos Resolución CREG 015 de 2018**

En cuanto al cumplimiento de requisitos ENERCA SA ESP se encuentra en cumplimiento parcial, por lo cual, a fecha de la realización de esta evaluación integral, no se cuenta con el cumplimiento al 100% de los requisitos para ingresar al esquema de calidad de distribución de energía eléctrica. A continuación, se presentará el estado de cumplimiento de cada uno de los requisitos del esquema de incentivos y compensaciones, junto con las proyecciones de inversión y las metas estimadas para dar cumplimiento a lo establecido en el numeral 5.2.10 de la Resolución CREG 015 de 2018.

- **Requisito a):** «Vinculación de cada usuario a la red de distribución, identificando los elementos a través de los cuales se conecta al SDL, como son los transformadores de nivel de tensión 1, 2 y 3 y los circuitos de nivel de tensión 1, 2 y 3. El OR deberá contar con un procedimiento que garantice la actualización permanente de la información de georreferenciación de la red y de la vinculación de usuarios a la red de distribución, que haga parte de su certificación de gestión de la calidad.»

Respecto a este requisito ENERCA indicó que aprobó una inversión con la cual se llevó a cabo el levantamiento y actualización de la información. Sin embargo, no se ha dado cumplimiento al 100% de este requisito, pues a marzo de 2023 se cuenta con un avance del 88,01% de los clientes.

El prestador explicó que dentro del presupuesto general para el año 2023, se contempla la ejecución de un contrato para continuar con el levantamiento de información de usuarios adecuadamente vinculados a los sistemas de información, y de esta manera mantener los porcentajes dentro de los parámetros regulatorios.

- **Requisito b):** «Certificación del sistema de medición y procedimientos de registro y reporte del OR, en el que se incluyen como mínimo las condiciones establecidas en esta resolución.»

Respecto a este requisito ENERCA indicó que se encuentra en un 100% de cumplimiento, pues la empresa cuenta con un sistema de medición y procedimientos de registro y reporte debidamente certificados dentro del sistema de gestión de calidad ISO 9001:2015.

- **Requisito c):** «Sistema de gestión de la distribución, DMS»

Respecto a este requisito ENERCA indicó que se encuentra en un 100% de cumplimiento, pues la empresa explicó que implementó una interface entre el Sistema de Información Geográfico – GIS- y el Sistema Comercial; esta junto con el sistema de información para la supervisión y telecontrol –SCADA Survalent-, el Contact Center – TCS-; y el GIS. Todo lo anterior, integra el Sistema de Gestión de la Distribución, DMS.

- **Requisito d):** «Telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en todas las cabeceras de circuito.»

A fecha de corte de la realización de esta evaluación integral, ENERCA indicó que gestionó recursos necesarios para la implementación del proyecto llamado: «Optimización de redes de distribución con tecnología de redes inteligentes y equipos de control automático con elementos de corte y maniobra en circuitos de 34,5 kV y 13,2 kV con comunicación al centro de control de la Empresa de Energía de Casanare» (RECOS 1), el cual tiene dentro de su alcance la implementación del 56% de dicha medición.

Además, la empresa señaló que se gestionaron recursos del departamento para la ejecución de un nuevo proyecto cuyo objeto es: «Optimización de redes de distribución con equipos de control automático con elementos de corte y maniobra en circuitos 13,2 KV e indicadores de falla en circuitos 34,5 kV y 13,2 kV con comunicación al centro de control de la empresa de energía de Casanare.» (RECOS 2).

De acuerdo con lo expresado por ENERCA, mediante el proyecto RECOS 1 el cual se encuentra en un porcentaje de ejecución superior al 96% y otros proyectos ejecutados previamente, quedará con telemedición y control automático en elementos de corte y maniobra instalados en las cabeceras de circuito un 65% de estos; para el restante 35% se ejecutará por medio del proyecto RECOS 2, cuyos recursos se gestionaron a través de otras fuentes de financiación y actualmente se encuentra en ejecución física.

Los porcentajes se calculan sobre 178 circuitos que son las cabeceras de los alimentadores de 13,2 kV.

- **Requisito e):** «Contar con un segundo equipo instalado en por lo menos el 90% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3 del OR, el cual por lo menos debe ser telemedido y detectar ausencia o presencia de tensión en el circuito. Este equipo es adicional al mencionado en el literal d anterior.»

A fecha de corte de la realización de esta evaluación integral, ENERCA indicó que ha implementado el 57% de los equipos solicitados por la regulación. De igual manera, para completar el 43% faltante se ejecutará por medio del proyecto RECOS 2 el cual se encuentra en ejecución desde el 01 de junio de 2022.

- **Requisito f):** «Contar con un tercer equipo de telemedición, que sea de corte y maniobra y telecontrolado, adicional a los mencionados en los literales d y e. Estos equipos deben estar instalados en por lo menos el 70% de los circuitos de los niveles de tensión 2 y 3. Los OR tendrán un plazo máximo de un año para el cumplimiento de este requisito, contado a partir de la entrada en vigencia de la resolución con la que se le aprueba el ingreso al OR.»

A fecha de corte de la realización de esta evaluación integral, ENERCA indicó que se encuentra en proceso de consecución de recursos para el proyecto: «Optimización de redes de distribución con equipos de control automático con elementos de corte y

maniobra e indicadores de falla en circuitos 13,2 kV con comunicación al centro de control (tercera fase) de la Empresa de Energía de Casanare» (RECO3).

Este proyecto contempla la instalación de 128 reconectores que se instalarán en mitad de circuito, en el cual incluye los puntos que aplican para el cumplimiento del 100% de este requisito con un tercer equipo instalado en mitad de circuito.

En consecuencia, se tiene que, de los seis requisitos del esquema de incentivos y compensaciones, ENERCA da cumplimiento total a dos de ellos, y se encuentra cercano a dar cumplimiento a un requisito más. Sin embargo, en cuanto a los requisitos d, e y f se tiene un porcentaje significativo faltante, ante lo cual la empresa se encuentra gestionando los proyectos y recursos para dar cumplimiento al 100 % de los requisitos establecidos en el numeral 5.2.10 de la Resolución CREG 015 de 2018.

Ahora bien, es preciso indicar, que en cuanto al literal f, el tiempo máximo de cumplimiento se extendió mediante el artículo 10 de la Resolución CREG 85 de 2018, definiendo que los OR deberían darle cumplimiento a este requisito, a partir de un año luego de que entrara en vigencia la resolución con la cual se aprobó el ingreso al OR. En ese sentido, si bien ENERCA para la vigencia de 2022, se encontraba en término de darle cumplimiento a este requisito, mediante la posible suscripción del programa de gestión acordado, remitido por ENERCA en marzo del año 2023, se informó a esta Superintendencia que el cumplimiento al requisito f, se estimaba para el año 2024. Por lo anterior, esta SSPD identificó esta condición como un hallazgo, a partir del cual se efectuarán las acciones de seguimiento al cumplimiento de este requisito, teniendo en cuenta que tanto en el año 2022 correspondiente a la vigencia de la evaluación integral, como en el año 2023 en que se realizó la visita a ENERCA, se tiene la certeza de que el cumplimiento a este requisito no se dio en el tiempo regulatorio establecido.

Finalmente, el porcentaje de cumplimiento para cada requisito se muestra de manera comparativa, mediante la Figura 44.

Figura 44. Comparación de los requisitos del esquema de incentivos y compensaciones



Fuente: Elaboración propia a partir de la información de ENERCA.

- **Calidad del servicio en el STR**

- Descripción de la infraestructura

Actualmente ENERCA cuenta con un Sistema de Transmisión Regional (STR) interconectado con el Departamento de Boyacá mediante tres circuitos en 115 kV: dos hacia la subestación San Antonio en Sogamoso y uno hacia la Subestación Chivor en el municipio de Santa María. Adicionalmente, tiene una interconexión a 115 kV Casanare – Vichada, correspondiente a la subestación Santa Rosalía. Este proyecto fue declarado en operación comercial el 30 de marzo de 2023, completando así la etapa 3 de la mencionada interconexión.

Actualmente existen 7 subestaciones eléctricas en el STR, las cuales ENERCA opera, administra y mantiene. Con esta infraestructura, se atienden la demanda de la zona centro y

zonas rurales de Yopal, así como los municipios de Pisba, Paya y Labranza grande en Boyacá. La zona centro y sur del municipio de Aguazul, la demanda de la zona norte y zona sur de Casanare y la interconexión Casanare – Vichada. En la Tabla 31 se presenta el listado de subestaciones del STR.

Tabla 31. Subestaciones ENERCA -STR

Nombre de la subestación	Nivel de tensión (kV)	Potencia (MVA)	Ubicación
Yopal	115	90	Yopal
Paz de Ariporo	115	15	Paz de Ariporo
Aguazul	115	25	Aguazul
Aguaclara	115	33	Sabanalarga
Morro	115	10	Yopal
San Luis de Palenque	115	15	San Luis de Palenque
Yopalosa	115	Sin Transformación	Nunchia

Fuente: información suministrada por la ESP.

Cabe destacar que a las subestaciones Yopal y el Morro, se interconectan las Unidades de Generación de Termoyopal y Termomechero, las cuales entregan al Sistema de Transmisión Regional cerca de 200 MVA.

Mediante el Centro de Control, ubicado en el municipio de Yopal, ENERCA SA ESP realiza la supervisión y control de las subestaciones eléctricas nivel 3 y nivel 4, mediante equipos de alta tecnología diseñados para monitorear en tiempo real los parámetros eléctricos y el estado de los activos con el fin de garantizar un suministro eléctrico seguro y confiable.

Respecto a las redes de nivel de tensión 4, ENERCA SA ESP cuenta con 11 circuitos eléctricos a nivel 115 kV, los cuales cuentan con una longitud aproximada de 583 km. En la Tabla 32, se detallan algunos parámetros técnicos de las líneas de transmisión del STR:

Tabla 32 Líneas de Transmisión Regional ENERCA – STR

Nombre del circuito	Longitud (km)	Capacidad nominal transporte (A)
Aguaclara – Aguazul 1 115 kV	77,5	500
Aguaclara – Chivor 1 115 kV	32	500
Aguazul – Yopal 1 115 kV	25,8	500
La Yopalosa – Paz de Ariporo 1 115 kV	54,5	100

Nombre del circuito	Longitud (km)	Capacidad nominal transporte (A)
La Yopalosa – San Luis de Palenque 1 115 kV	69,8	106
La Yopalosa – Yopal 1 115 kV	32	100
Morro – Yopal 1 115 kV	16,1	400
Morro – Yopal 2 115 kV	16,1	400
San Antonio (Boyacá) – Yopal 1 115 kV	86	720
San Luis de Palenque – Santa Rosalía 1 115 kV	116,6	64,85
Toquilla – Yopal 1 115 kV	56,6	720

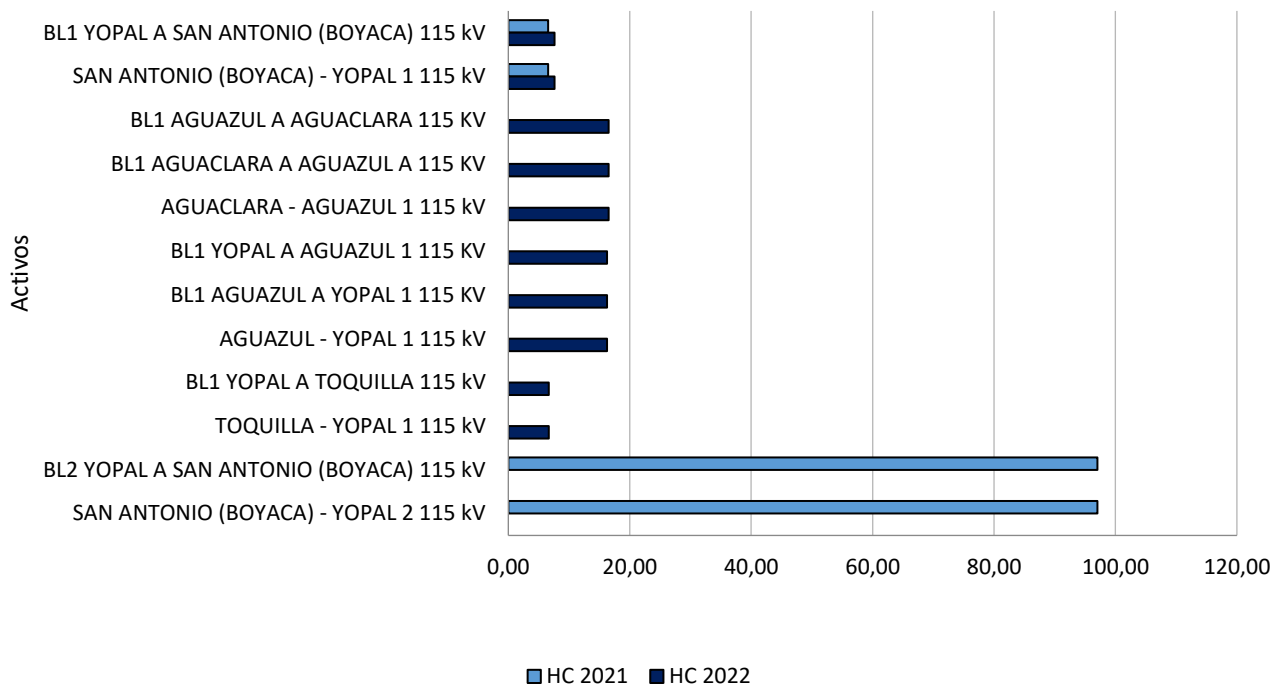
Fuente: información tomada de los parámetros técnicos del sitio web de XM

- **Indisponibilidad de activos**

La empresa ENERCA S.A. E.S.P. presentó aproximadamente 334 Horas Compensadas (HC) acumuladas por superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA) para los años 2021 y 2022.

En la Figura 45 se presentan los activos con HC, activos destinados a la prestación del servicio de energía eléctrica en el mercado de comercialización que atiende ENERCA S.A. E.S.P., lo anterior de forma comparativa entre los años 2021 y 2022.

Figura 45. Horas Compensadas (HC) por superar las MHAIA

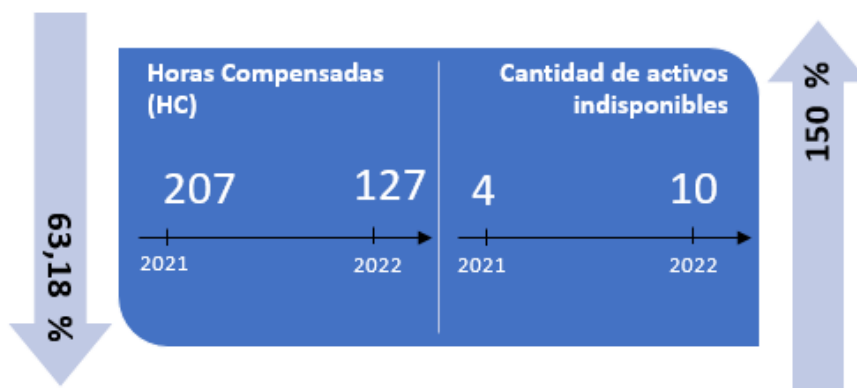


Fuente: información tomada de HEROPE de XM.

De la Figura 45 se puede identificar que los activos con mayor número de HC por superar las MHAIA en el año 2022, fueron la línea Aguazul – Aguacalara 115 kV y las dos bahías asociadas a ambos extremos de la línea, con 16,53 HC por cada activo. Mientras que para el año 2021 los activos con mayor número de HC correspondieron a la línea San Antonio (Boyacá) – Yopal 2 115 kV y la bahía de línea 2 de Yopal a San Antonio (Boyacá) 115 kV, con 97,01 HC para cada uno de estos activos.

En ese sentido, es posible validar que entre el año 2021 y 2022 se presentó una mejora en las características de calidad del servicio en el STR de ENERCA, pues pasó de tener aproximadamente 207 HC en el año 2021 a 127 HC en el año 2022, representando así una mejora aproximada entre un año y otro, pues se identificó por parte de esta DTGE una disminución del 63,18 %, en las HC por superar las MHAIA. No obstante, el número de activos indisponibles aumentó entre 2021 y 2022 en un valor de 150 %. Lo anterior, se resume gráficamente en la Figura 46.

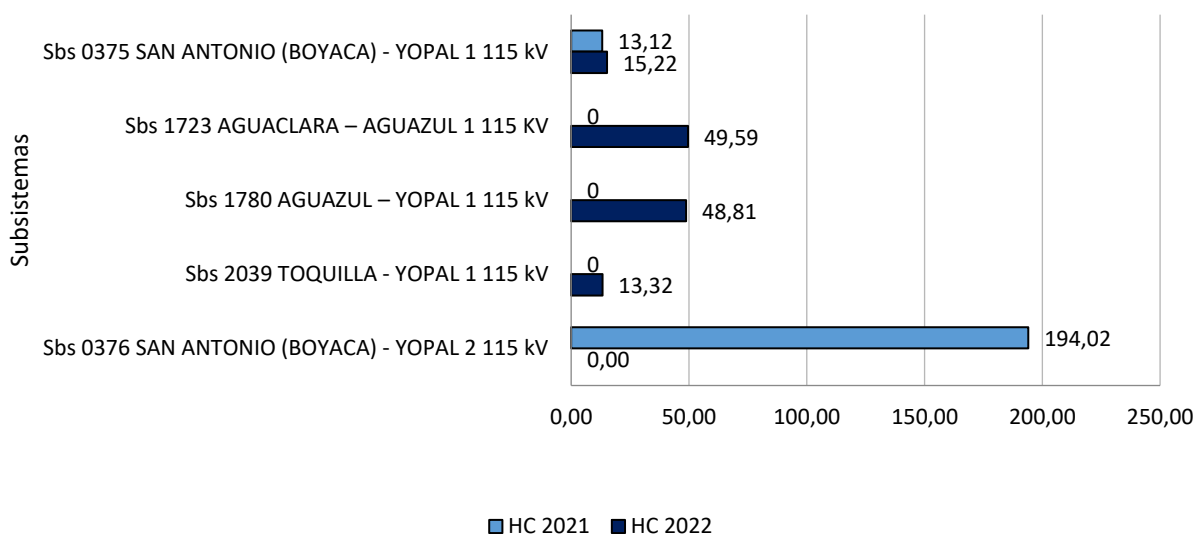
Figura 46. *Contraste entre la cantidad de activos indisponibles y HC 2021-2022*



Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de HEROPE de XM.

Finalmente, en cuanto a la indisponibilidad de activos vista por subsistemas eléctricos del STR, se presenta en la Figura 47 la indisponibilidad de activos por subsistema o grupo de activos de ENERCA para los años 2021 y 2022 comparativamente, teniendo en cuenta que la indisponibilidad de uno de los activos implica la indisponibilidad de los activos restantes que conforman un subsistema eléctrico, además de que la regulación prevé que los valores máximos de horas anuales de indisponibilidad permitidos se deben comparar con la suma de las indisponibilidades de los activos que hacen parte del grupo de activos.

Figura 47. *HC por subsistemas eléctricos*



Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de HEROPE de XM.

De la Figura 47, es posible establecer que para el año 2022 el subsistema eléctrico de ENERCA con mayor número de HC corresponde al Sbs 1723 Aguaclara – Aguazul 1 115 kV, el cual presentó 49,59 HC, seguido del Sbs 1780 Aguazul – Yopal 1 115 kV con 48,81 HC. En ese sentido, se reitera la condición identificada por la Superintendencia, de mejora en la calidad del servicio en el STR, pues en el año 2021 el subsistema con mayor número de horas compensadas por superar las metas de indisponibilidad definidas por el regulador fue el Sbs 0376 San Antonio (Boyacá) – Yopal 2 115 kV, con 194 HC aproximadamente.

- **Consignaciones nacionales**

En este apartado se presentará el total de consignaciones nacionales asociadas a ENERCA S.A E.S.P., desagregando la información en un análisis particular de acuerdo a tipo de ingreso, origen de mantenimiento y estado. Además, se presentarán los activos asociados a las consignaciones nacionales.

En el año 2022 se presentaron 64 consignaciones nacionales asociadas a ENERCA, de acuerdo con la información dispuesta por XM en el aplicativo Sistema Integrado de Operaciones –SIO. En la Figura 48 se presentan las consignaciones desagregadas por tipo de ingreso, determinando que 27 consignaciones se ejecutaron fuera del plan, 23 consignaciones se ejecutaron dentro del plan y finalmente 14 consignaciones de ejecutaron por emergencia.

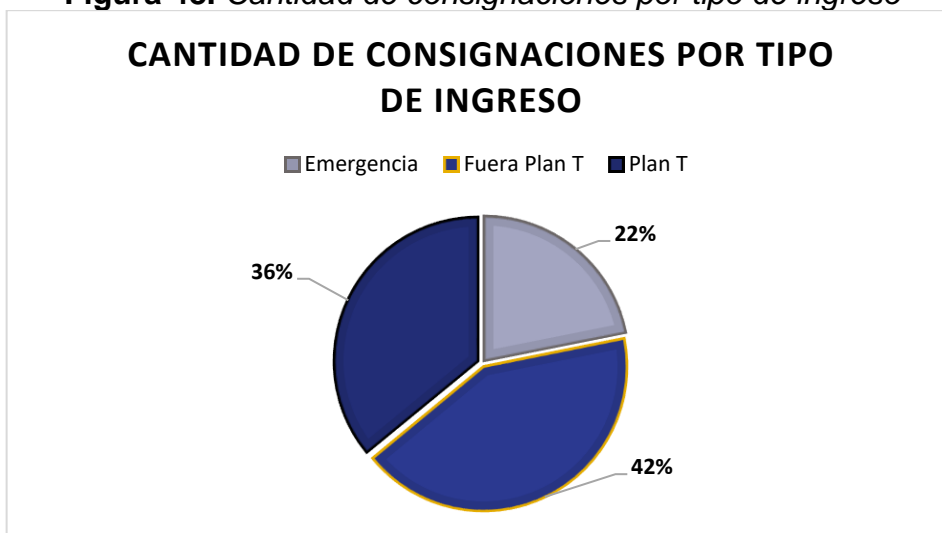
Se observa por parte de esta Superintendencia que existe una similitud entre la cantidad de consignaciones ejecutadas dentro del plan y las consignaciones ejecutadas fuera del plan, lo cual muestra una oportunidad de mejora, pues sin desconocer la dinámica del sistema, es preciso recomendar que se aumente el porcentaje de consignaciones nacionales que se programan mediante la planeación semestral que debe realizar la empresa, mejorando así la efectividad del planeamiento de los mantenimientos, con el objetivo de que se vea reflejado en el resultado de las consignaciones que se ejecutan dentro del plan de mantenimiento.

Adicionalmente, en cuanto a las consignaciones de emergencia, en el año 2022 se destacaron las consignaciones C0210740, C0210741, C0210750, C0210895 ejecutadas en el mes de

mayo, asociadas a la indisponibilidad del transformador de la subestación Aguaclara 20 MVA 115/34,5/13,2 kV afectando más de 20.000 usuarios del sur de Casanare por incendio en la subestación Aguaclara.

De acuerdo con lo expuesto por ENERCA SA ESP en el marco de la visita de la evaluación integral, se realizó el proceso de revisión de la atención de la incidencia ante la conflagración de fuego en la subestación Aguaclara y se empezó a buscar la forma de prestar el servicio a los usuarios afectados, correspondientes a los municipios de Tauramena, Villanueva, Sabanalarga, Barranca de Upía y zona rural de Palenque. Para cumplir, este objetivo, se realizaron suplencias a nivel de 34,5 kV con la capacidad disponible en la subestación Aguazul y se fueron atendiendo las cabeceras municipales, además de racionamientos en ciertos sectores. En 5 días ENERCA realizó el cambio de transformador, y a partir de este momento se restableció el servicio de manera total en el sur del departamento del Casanare.

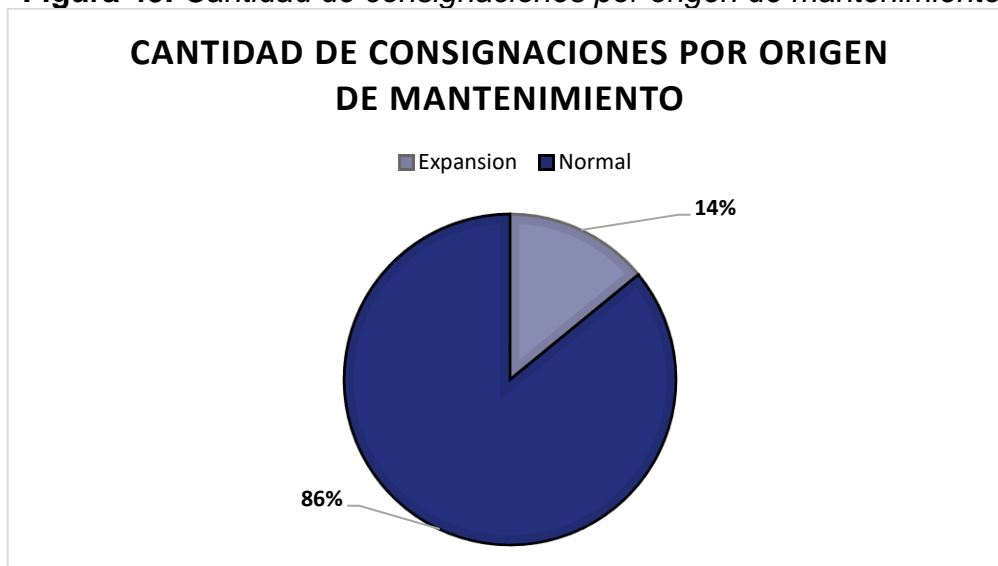
Figura 48. Cantidad de consignaciones por tipo de ingreso



Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de HEROPE de XM.

De otra parte, las consignaciones desagregadas por origen de mantenimiento se muestran en la Figura 49, identificando que 55 consignaciones están asociadas a origen normal y 9 consignaciones están asociadas a origen expansión, correspondiendo al 14% de las consignaciones ejecutadas por ENERCA SA ESP en el año 2022.

Figura 49. Cantidad de consignaciones por origen de mantenimiento

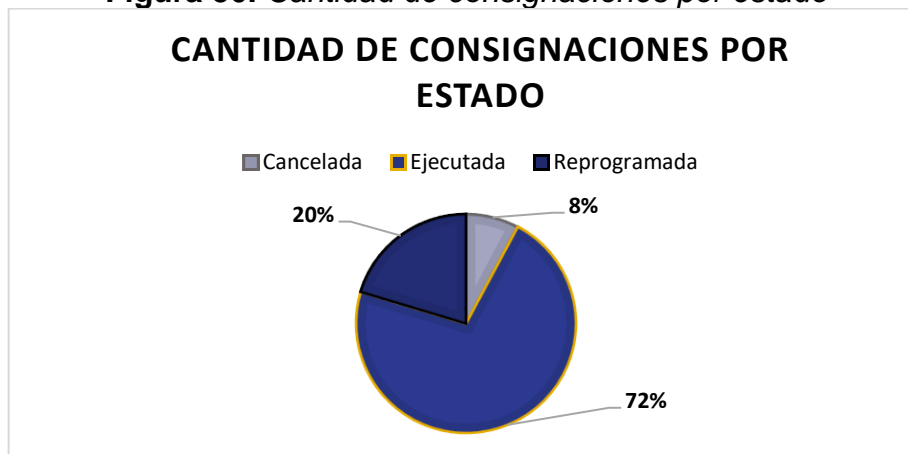


Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de HEROPE de XM.

Ahora bien, en la Figura 50 se presentan las consignaciones desagregadas por estado, teniendo que 46 de las 64 consignaciones asociadas a ENERCA para el año 2022 se ejecutaron, seguidas de 13 consignaciones que tuvieron que ser reprogramadas y 5 consignaciones nacionales que fueron canceladas.

Es preciso indicar que, las consignaciones nacionales que fueron canceladas están asociadas a las líneas de transmisión Yopal – Paz de Ariporo 1 115 kV, San Antonio (Boyacá) – Yopal 1 115 kV y Toquilla – Yopal 1 115 kV. De estas 5 consignaciones, 4 correspondieron a origen normal y estaban dentro del plan de mantenimientos. Sólo la consignación C0204414 asociada al activo Yopal – Paz de Ariporo 1 115 kV, se encontraba fuera del plan y se originaba por expansión en lo que refiere al Proyecto: Interconexión Casanare - Vichada (Yopalosa, San Luis de Palenque, Santa Rosalía 115 kV).

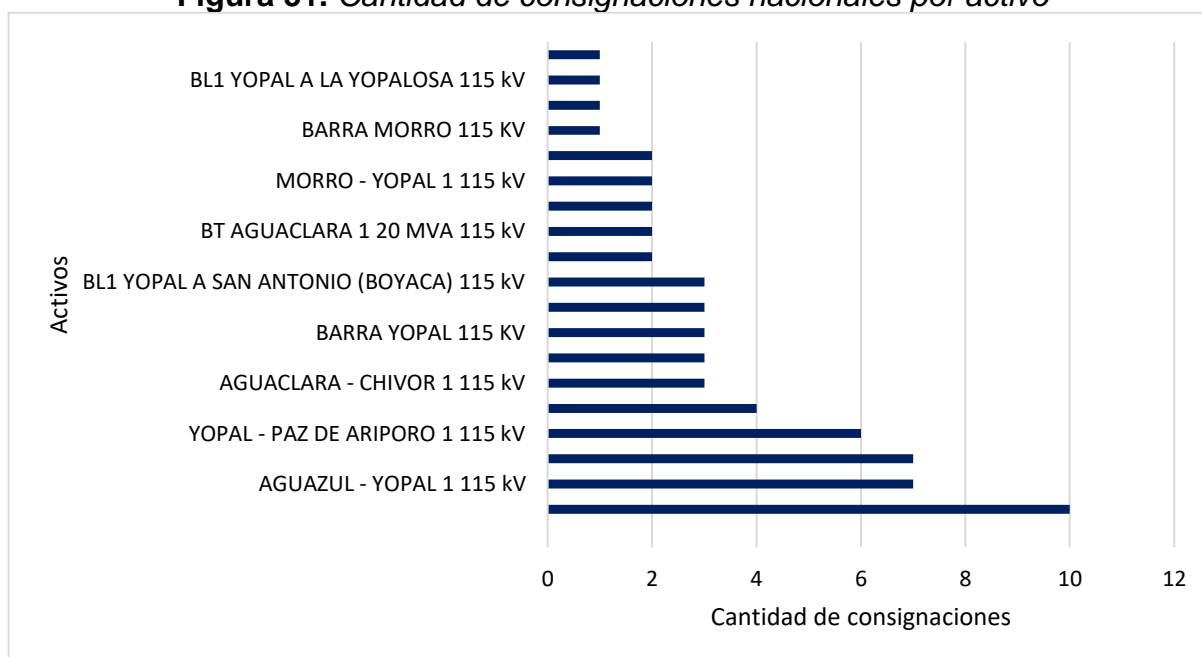
Figura 50. Cantidad de consignaciones por estado



Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de HEROPE de XM.

Finalmente, para el año 2022, el activo de ENERCA con mayor cantidad de consignaciones nacionales fue San Antonio (Boyacá) – Yopal 1 115 kV, con 10 consignaciones, seguido de las líneas Aguazul - Yopal 1 115 kV y Toquilla – Yopal 1 115 kV, con 7 consignaciones por línea. En la **Figura 51**, se muestran las consignaciones nacionales para el año 2022, desagregadas por cada activo.

Figura 51. Cantidad de consignaciones nacionales por activo



Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de SIO de XM.

- **Eventos de Energía No Suministrada**

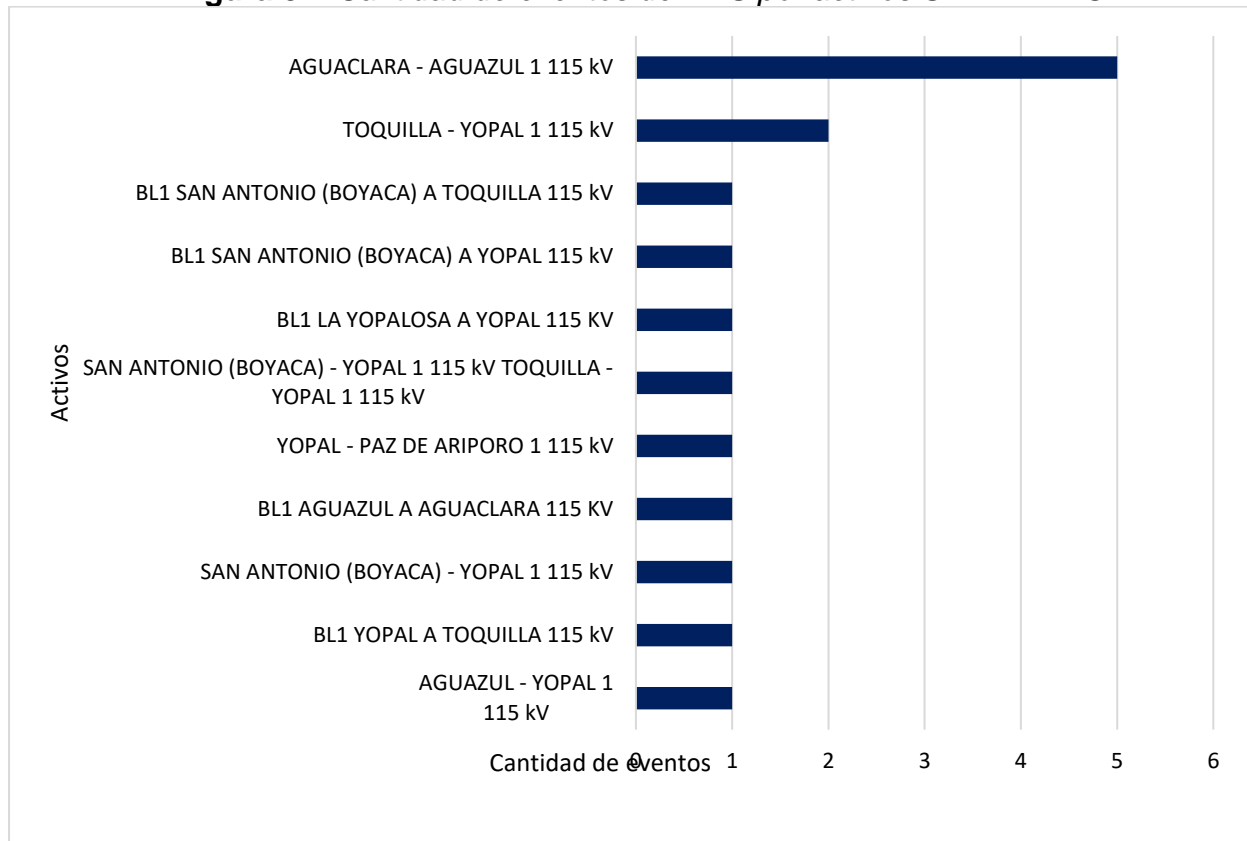
A través de la Resolución CREG 094 de 2012, se estableció el reglamento para el reporte de eventos y el procedimiento de cálculo de la Energía No Suministrada en el Sistema de Transmisión Regional. Al respecto, el numeral 11.1.8.2.1 de la Resolución CREG 097 de 2008 determinó lo siguiente:

“(...) Cuando el PENSq sea superior al 2% el CND enviará el respectivo informe a la Superintendencia de Servicios Públicos quien determinará si se presentó Energía No Suministrada y el agente responsable de dicho evento.

Al respecto, en el ejercicio de sus funciones la Superintendencia de Servicios Públicos domiciliarios, mediante el radicado SSPD 20232222005181 del 8 de junio de 2023, requirió a ENERCA SA ESP pronunciamiento acerca de los eventos ocurridos entre enero y mayo del año 2022, así como las justificaciones necesarias a fin de aclarar la indisponibilidad de activos que la Empresa opera y representa comercialmente, los cuales presuntamente originaron un valor de PENS mayor al 2%.

Al respecto, como se puede observar en la Figura 52, se presentaron 16 eventos que originaron ENS, encontrando que línea de transmisión a 115 kV Aguaclara – Aguazul, fue el activo con mayor cantidad de eventos en los cuales la variable PENS mayor al 2%.

Figura 52. Cantidad de eventos de ENS por activos STR ENERCA



Fuente: Elaboración propia a partir de información suministrada por XM

Ahora bien, con la entrada en vigencia del esquema de calidad de la Resolución CREG 015 de 2018, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios ha venido realizando el seguimiento al reporte de eventos de Energía No Suministrada por parte de los Operadores de Red ante el Liquidador y Administrador de Cuentas – LAC. Al respecto, se requirió a ENERCA SA ESP mediante radicado SSPD 20222225954401 del 21 de diciembre de 2022, por inconsistencias en la información publicada por XM para el mes de agosto de 2022, asociado con eventos por indisponibilidad en la línea de transmisión a 115 kV Aguaclara – Chivor. En respuesta al requerimiento, la empresa allegó la comunicación con radicado SSPD 20225295293192 del 26 de diciembre de 2022, en la que validó las inconsistencias identificadas y realizó los respectivos ajustes, cumpliendo así con lo establecido en la regulación en cuanto a la suficiencia, claridad y pertinencia en el reporte de la información.

4.4.4. Planes de Inversión

En esta sección se realizará un análisis del plan de inversiones en el sistema de distribución presentado, aprobado y que ha sido realizado y se encuentra siendo ejecutado en el marco de la metodología vigente de remuneración de la actividad de distribución de la Resolución CREG 015 de 2018. Se realiza una revisión del contexto normativo y regulatorio bajo el cual se presentó y aprobó el plan de inversiones, además de las modificaciones presentadas al plan. Posteriormente se analiza la ejecución del plan de inversiones durante el periodo 2019 a 2022 y su efecto en la remuneración, así como las expectativas de ejecución para el año 2023.

➤ Contexto normativo y regulatorio

En el marco de la metodología de remuneración de la actividad de distribución vigente, la Resolución CREG 015 de 2018 y posterior modificación, Resolución CREG 036 de 2019, ENERCA SA ESP, en calidad de Operador de Red, presentó, a través de la actuación administrativa CREG E–2018–009419 del 17 de septiembre de 2018, Plan de Inversiones para el periodo 2019 a 2023, el cual fue aprobado junto con los cargos e ingresos a través de la Resolución CREG 86 de 2021. En respuesta, la empresa presentó recurso de reposición a la resolución mencionada el cual fue respondido a través de la Resolución CREG 501 025 de 2022, en la cual la CREG modifica la resolución de aprobación de cargos emitida inicialmente. De esta manera, modifico los cargos aprobados y el plan de inversión delimitado en la resolución de aprobación inicial, dejando como plan de inversión lo establecido en la Resolución CREG 501 025 de 2022.

Tabla 33. *Plan de Inversiones de ENERCA 2019 – 2023 para el plan inicial y su modificación. (Cifras dadas en COP de 2017)*

Año	Inicial en firme (CREG 86 de 2021) (COP)	Inicial en firme (CREG 501 025 de 2022) (COP)	Diferencia (COP)
2019	0	0	0
2020	\$ 3.614.603.101	\$ 4.171.737.521	\$ 557.134.420
2021	\$ 5.671.735.406	\$ 5.671.735.406	0
2022	\$ 6.697.866.916	\$ 6.697.866.916	0
2023	\$ 4.605.654.634	\$ 4.876.599.634	\$ 270.945.000

Fuente: Resoluciones CREG 140 de 2019 y CREG 501 018-2022 – elaboración DTGE.

En la Tabla 33 se presenta el Plan de Inversiones desagregado por año, por cada una de las resoluciones en cuestión, en el periodo de 2019-2023. Haciendo una comparación entre 2019 – 2023, se observa que, solamente, el plan modificado, implica inversiones adicionales de 828.079.420 COP, donde, para el año en curso, se tienen inversiones adicionales de 270.945.000 COP. Respecto al valor 0 (cero) del año 2019, ENERCA SA ESP informó que este valor se dio dado que no alcanzarían a hacer inversiones en ese año, por esta razón decidieron no reportar inversiones.

➤ **Plan de inversiones aprobado.**

En vista de lo dicho previamente, el plan de inversiones que se encuentra vigente y en firme, corresponde al aprobado en la Resolución CREG 501 025 de 2022, cuyos montos globales se presentan en la Tabla 34 y la distribución del mismo por nivel de tensión y categoría de activo en la Tabla 35.

Tabla 34. *Plan de Inversiones de ENERCA 2019 – 2023 aprobado, en firme y vigente. (Cifras dadas en COP de 2017).*

Variable	Monto aprobado 2019 (COP)	Monto aprobado 2020 (COP)	Monto aprobado 2021 (COP)	Monto aprobado 2022 (COP)	Monto aprobado 2023 (COP)	Total (COP)
INVAj	0	\$4,171,737,521	\$5,671,735,406	\$6,697,866,916	\$4,876,599,634	\$ 21,417,939,477

Fuente: Resolución CREG 501 025 de 2022 – elaboración DTGE.

Tabla 35. *Distribución del plan de inversiones de ENERCA por nivel de tensión y categoría de activo.*

Nivel de tensión	Categoría de activos	Inversión 2019 (COP)	Inversión 2020 (COP)	Inversión 2021 (COP)	Inversión 2022 (COP)	Inversión 2023 (COP)
4	I=1	0	0	0	0	0
	I=2	0	0	0	0	0
	I=3	0	0	0	0	0
	I=4	0	184.264.000	0	0	0
	I=5	0	0	0	0	33.882.000
	I=6	0	616.614.000	0	0	0

Nivel de tensión	Categoría de activos	Inversión 2019 (COP)	Inversión 2020 (COP)	Inversión 2021 (COP)	Inversión 2022 (COP)	Inversión 2023 (COP)
	I=7	0	0	0	0	0
	I=8	0	0	0	0	0
	I=9	0	0	0	0	0
	I=10	0	0	0	0	0
3	I=1	0	1.046.091.200	0	0	0
	I=2	0	0	0	0	0
	I=3	0	675.426.200	0	0	482.020.000
	I=4	0	47.137.000	0	0	0
	I=5	0	20.295.000	0	0	0
	I=6	0	0	0	0	270.945.000
	I=7	0	399.559.000	484.960.000	0	0
	I=8	0	21.044.520	0	0	0
	I=9	0	130.010.000	63.847.000	0	0
	I=10	0	0	0	0	0
2	I=1	0	261.522.800	0	0	0
	I=2	0	0	0	0	0
	I=3	0	204.225.800	0	0	100.599.000
	I=4	0	47.089.000	0	0	0
	I=5	0	10.710.000	0	0	0
	I=6	0	85.610.000	0	0	85.610.000
	I=7	0	42.262.101	2.273.268.406	3.569.640.916	615.188.634
	I=8	0	17.955.900	0	0	0
	I=9	0	158.952.000	6.486.000	56.209.000	90.798.000
	I=10	0	0	0	0	0
1	I=11	0	40.961.000	2.161.542.000	2.376.825.000	2.516.725.000
	I=12	0	162.008.000	681.632.000	695.192.000	680.832.000

Fuente: Resolución CREG 501 025 de 2022– elaboración DTGE

La ejecución del plan de inversiones para el periodo 2020 – 2022 de ENERCA SA ESP se presenta en la Tabla 36.

Tabla 36. Ejecución global del Plan de Inversiones para el periodo 2019 – 2022

Año	Variable	Valor
2020	INVA (COP 2017)	4.171.737.521
	INVR (COP 2017)	4.043.219.942
	Ejecución (%)	96,92%

Año	Variable	Valor
2021	INVA (COP 2017)	5.671.735.406
	INVR (COP 2017)	4.607.780.882
	Ejecución (%)	81,24%
2022	INVA (COP 2017)	6.697.866.916
	INVR (COP 2017)	5.183.267.808
	Ejecución (%)	77,39%

Fuente: ENERCA – elaboración DTGE.

En la Tabla 36 se puede observar que ENERCA ha mantenido buenos porcentajes de ejecución del plan de inversiones a lo largo de los tres años de evaluación, siendo el más destacado el año 2020 con una ejecución global del 96,9% y el del 2022 donde el porcentaje de ejecución baja fuertemente. Respecto a proyectos ejecutados fuera del plan o adicionales, ENERCA SA ESP informó que no se presentaron ejecuciones de esta índole.

- **Gestión de Pérdidas**

ENERCA SA ESP en la resolución de aprobación de cargos (Res. CREG 086 de 2021) le fue aprobado un plan de reducción de pérdidas. Sin embargo, la empresa presenta una situación particular con respecto al resto de operadores de red y corresponde a que en su sistema se presenta generación embebida excedentaria. Lo anterior entendiéndose como que la generación embebida en el sistema del operador excede la demanda de este mismo. Esta situación se viene presentando desde 2007, y desde el año 2021 la generación anual reportada en las fronteras del operador triplica la demanda de este. Considerando que este fenómeno representa un aumento del índice de pérdidas totales al 2% que representan pérdidas que no pueden ser gestionadas directamente por ENERCA, entonces el operador optó por no acoger el plan de reducción de pérdidas aprobado. Por lo tanto, ENERCA actualmente solo cuenta con un plan de mantenimiento de pérdidas, el cual reconoce anualmente a través del cargo CPROG el componente de mantenimiento equivalente a \$4.944.651.554 (COP 2017).

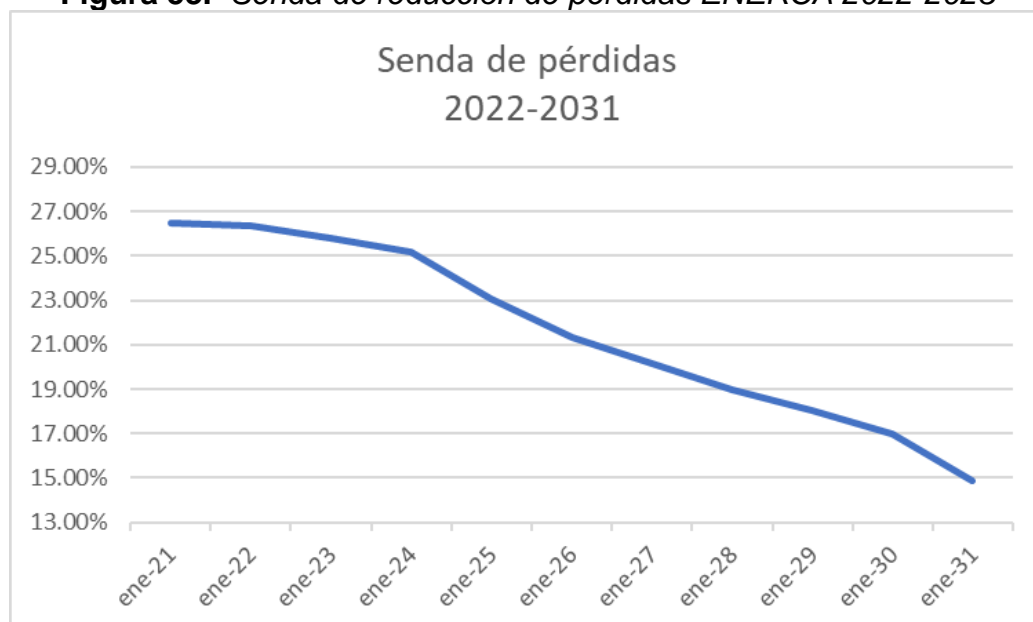
Para la gestión de pérdidas ENERCA SA ESP contrato un consorcio desde enero de 2022, el objetivo de esta contratación es que el consorcio se encargue todas las actividades administrativas y operativas necesarias para cumplir la senda de reducción de pérdidas

planteadas en los 10 años de duración del contrato. Las principales actividades en los primeros años son:

- Revisión de medidas directas.
- Revisión de medidas indirectas.
- Instalación de macromedición.
- Verificación de censos de alumbrado público.
- Facturación de distritos provisionales.
- Inversiones en equipos de medida.
- Inversión de sistemas de monitoreo de redes.

A continuación, en la Figura 53 se presenta la senda de reducción de pérdidas que se tiene para el seguimiento de los resultados como consecuencia de la gestión de plan que viene ejecutando ENERCA SA ESP.

Figura 53. Senda de reducción de pérdidas ENERCA 2022-2023

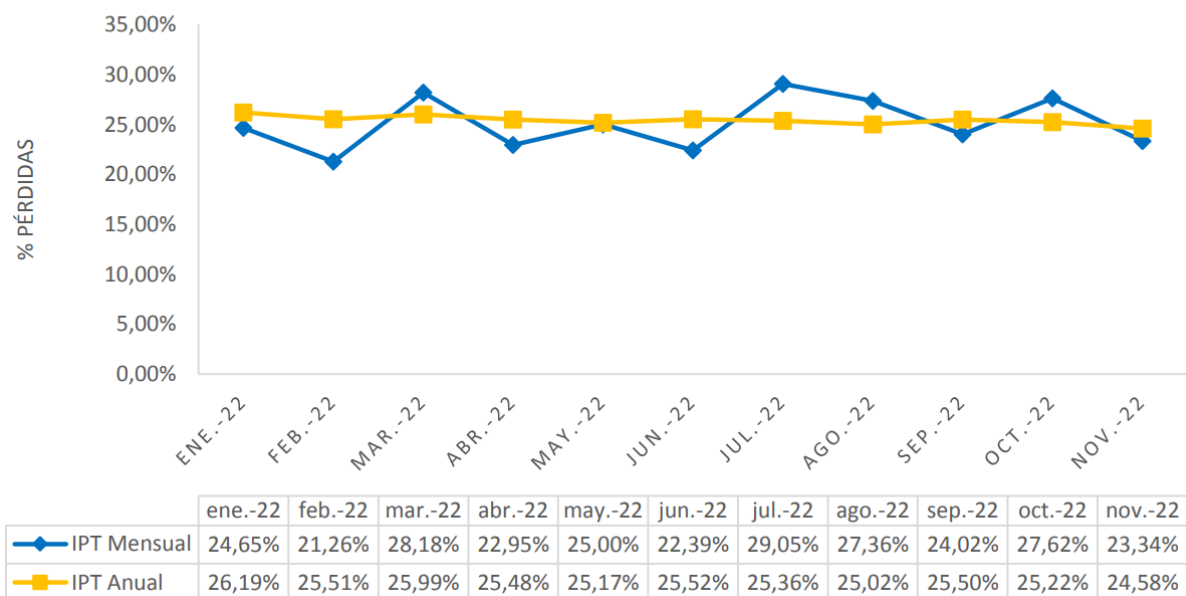


Fuente: Información suministrada por ENERCA.

Ahora bien, respecto al indicador de pérdidas para la vigencia 2022 (Ver Figura 54) presentó una tendencia decreciente, esto considerando que se inició en el mes de enero con un

indicador de 26.19% anualizado y se cerró el año con un indicador de 24.58%, lo que le permite a la empresa continuar en el establecimiento para el reconocimiento del CPROG por mantenimiento de pérdidas de acuerdo con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018, el cual está aprobado en 23.50%.

Figura 54. Índice de pérdidas ENERCA 2022
INDICE DE PÉRDIDAS ENERCA



Fuente: informe de ejecución del plan de inversión ENERCA.

Respecto a las razones principales del índice de pérdidas, ENERCA SA ESP informó que se debe por el consumo de usuarios ilegales, los cuales a corte del año 2022 eran un total de 301 viviendas. En cuanto a la gestión realizada por la Empresa para su normalización, se ha logrado la matrícula de 64 viviendas pertenecientes a sectores descritos en la tabla anterior del municipio de Villanueva, adicionalmente adelantó la construcción de la red de baja tensión del barrio Cubarrito del municipio de Yopal, logrando la matrícula de las viviendas allí ubicadas.

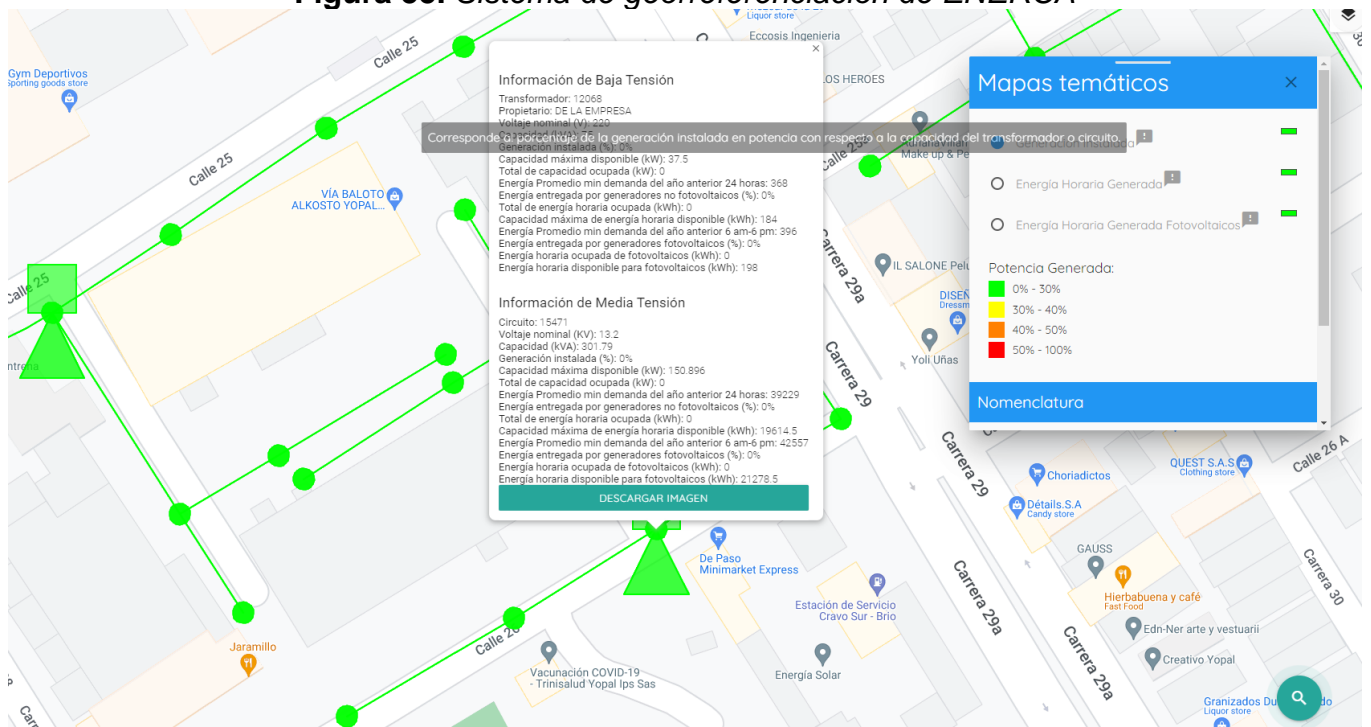
- **Procesos de Conexión a la Red**

En esta sección se revisa el cumplimiento de los procesos de conexión en todos los niveles y dando cumplimiento a la CREG 075 de 2021 y CREG 174 de 2021.

➤ **Autogeneración a pequeña escala y GD**

ENERCA SA ESP presenta en su aplicativo web de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida el proceso de conexión con forme a la resolución CREG 174 de 2021, incluido el sistema de georreferenciación que se observa en la Figura 55 se aprecia los parámetros requeridos por la resolución mencionada y el semáforo de disponibilidad.

Figura 55. Sistema de georreferenciación de ENERCA



Fuente: ENERCA ESP

En revisión de la cartilla a usuario requerido por el literal a) del Artículo 1 de la Res. CREG 174 de 2021, al momento de la visita por parte de la Superservicios se resalta las siguientes inconsistencias aclaradas por la empresa:

- Para la solicitud de visita en sitio, se solicita copia del RUT para aquellos usuarios que van a entregar excedentes a ENERCA, siendo este un documento que no está estipulado en la Resolución CREG 174 de 2021. Al respecto la empresa aclara que este documento es necesario para la liquidación de excedentes en el sistema contable y financiero dado que se requiere crear la persona jurídica o natural registrada ante la

DIAN. Sin embargo, no es un requisito obligatorio para el proceso de conexión y es entregado por el usuario para generar la primera factura. Se solicita a la empresa que la anterior aclaración se vea reflejada en la cartilla de conexión.

- En los costos de visita reflejados en la cartilla de conexión de AGPE, AGGE y GD de ENERCA existe información que no es coherente, dado que AGGE y AGPE se encuentran en dos filas diferentes y con diferentes cobros (Ver Figura 56)

Figura 56. Cobro de visitas según cartilla de conexión de AGPE, AGGE y GD de ENERCA.

CONDICIÓN	PROCESO VISITA	COSTO
AGGE Y AGPE Sin entrega de excedentes de energía eléctrica	- Primera visita - Segunda visita - Tercera visita	- Sin costo - Sin costo - Los indicados en el AG que se encuentra publicado en la pagina de ENERCA S.A ESP
AGGE Y AGPE Con entrega de excedentes de energía eléctrica	- Primera visita - Segunda visita - Tercera visita	- Sin costo - Sin costo - Los indicados en el AG que se encuentra publicado en la página de ENERCA S.A ESP
AGGE, AGPE Y GD Con entrega de excedentes de energía eléctrica	- Primera visita - Segunda visita	- Sin costo - Los indicados en el AG que se encuentra publicado en la página de ENERCA S.A ESP

Fuente: Cartilla de conexión de ENERCA consultado el 16/07/2023 de su página web.

A lo anterior la empresa aclara que la incoherencia evidenciada corresponde a un error de digitación de la segunda fila, la cual habla en realidad de AGPE y GD. De esta manera realizando las correcciones respectivas, las cuales ya se encuentran en la versión más reciente de la cartilla que se encuentra en la página del operador, tal y como se evidencia en la Figura 57.

Figura 57 Cobro de visitas según cartilla de conexión de AGPE, AGGE y GD de ENERCA. Ajustado



CONDICION	PROCESO VISITA	COSTO
AGGE Y AGPE Sin entrega de excedentes de energia	-Primera Visita	-Sin Costo
	-Segunda Visita	-Sin Costo
	-Tercera Visita y adicionales	-Según CREG 225 de 1997
AGPE y GD con entrega de energia a la red y capacidad nominal <= a 100 kW	-Primera Visita	-Sin Costo
	-Segunda Visita	-Sin Costo
	-Tercera Visita y adicionales	-Según CREG 225 de 1997
AGGE AGPE y GD Con entrega de energia a la red y capacidad instalada > 100 kW	-Primera Visita	-Sin Costo
	-Segunda Visita y adicionales	-Según CREG 225 de 1997

Fuente: Cartilla de conexión de ENERCA consultado el 20/08/2023 de su página web.

Por otro lado, se resaltan los siguientes incumplimientos:

La “Guía para presentación y aprobación de proyectos Eléctricos particulares de generación distribuida y autogeneradores a pequeña y gran escala” suministrada por ENERCA y publicada en su página web fue actualizada el 19-05-2023 en el transcurso de la integral, cuando debía actualizarse en el año 2022 (Ver Figura 57), cumpliendo la resolución CREG 174 de 2021. Por lo tanto, existe incumplimiento en los tiempos de aplicación de la CREG 174 de 2021.

Figura 58. Tabla de control de cambios

4	 Se modificaron los numerales 3.3.2 y 3.3.3. de la guía de solicitud de conexión de Autogeneradores a pequeña, gran escala y generadores distribuidos, con el fin de incluir dentro de los requisitos técnicos para los estudios de conexión simplificado, los lineamientos establecidos en el documento CNO "LINEAMIENTOS Y CONTENIDO ESTUDIO DE CONEXIÓN SIMPLIFICADO PARA AGPE EN EL RANGO DE CAPACIDAD ENTRE 0.1 y 1, y AGGE MENOR A 5 MW".	25/09/2020
5	 Consideraciones y Definiciones, disponibilidad de conexión, Lineamientos para estudio de conexión simplificado de acuerdo a Acuerdo CNO y procedimientos de conexión de los AGPE y GD de acuerdo a la CREG 174 de 2021, se agregó procedimiento para exoneración de cobro por reactiva según CREG 015 de 2018.	19/05/2023

Fuente: GUIA PROYECTOS ELECTRICOS PARTICULARES DE GD-AGPE. Información consultada el 16/07/2023

Con base en lo anterior, se le solicito claridad en la fecha de cumplimiento de la resolución CREG 174 de 2021, para lo cual ENERCA SA ESP respondió en la reunión que se cumple con la resolución desde el año 2021 y soportado mediante la Figura 59:

Figura 59. Cronograma de cumplimiento CREG 174 de 2021

		Actividad
2021	Noviembre	Estudio preliminar de la Resolución CREG 174, Designación del equipo de implementación y asignación de responsabilidades: la evaluación de la información técnica se asigna a planeamiento de sistema y facturación a transacciones comerciales
	Diciembre	Estudio detallado de la Resolución CREG 174 y comparación con la resolución anterior., Evaluación de Usuarios AGPE conectados Identificación de los sistemas y formatos que requerirán modificaciones.
		Revisión y aprobación de los procedimientos internos desarrollados.
2022	Enero	Actualización de formatos de acuerdo a los requisitos de la Resolución: Formato de anexo factura AGPE Formato entrega excedente AGPE Contrato de Conexión Anexos Espacial de Conexiones Uniformes Guía de presentación de proyectos AGPE y GD
	Febrero	Socialización y Capacitación del personal sobre los cambios introducidos por la Resolución CREG 174, incluyendo los nuevos procedimientos y requisitos técnicos.
	Marzo	Socialización y Capacitación de los usuarios y promotores sobre los cambios introducidos por la Resolución CREG 174, incluyendo los nuevos procedimientos y requisitos técnicos.
	Abril	Implementación de los ajustes necesarios a la plataforma de información para verificación de disponibilidad y demás actualizaciones

Fuente: Información suministra por ENERCA

Con base en lo anterior, se evidencia un presunto incumplimiento al artículo 8 de la Resolución CREG 080 de 2019, al no ser suficiente, clara, oportuna y verificable la información suministrada. Dado que como compromiso se solicitó el acta de cada una de las reuniones o los correos que puedan corroborar la información de la Figura 58, información que no fue suministrada, a pesar de realizar reiteración.

- **Conexión de proyectos clase 1**

De acuerdo con lo definido por la resolución CREG 075 de 2021, el día 01 de marzo de 2023, la UPME procedió con la asignación de los puntos de conexión a los promotores de proyectos de generación. Proceso del cual, los proyectos que resultaron con concepto de conexión aprobado a la red de ENERCA SA ESP se encuentran en la Tabla 37.

Tabla 37. *Proyectos de generación con punto de conexión aprobado a la red de ENERCA*

Proyecto	Subestación	[MW]	Concepto UPME	Fecha Concepto UPME
Sikuani	Aguazul 115 kV	17	20231540025681	1-mar-23
Yopalosa 65MW	Yopalosa 115 kV	65	20231540025531	1-mar-23
Zaino Solar 9.9 MW	Tauramena 34.5 kV	9.9	20230102956	1-mar-23

Fuente: ENERCA

Sobre el particular, vale la pena resaltar que al momento de revisar el estado de negociación de los contratos de conexión de los proyectos citados de la Tabla 37, se encontró que, ninguno de los mismos había sido firmado. Dicha condición, parece haberse presentado por causa de ENERCA SA ESP, pues solo hasta 09 de junio de 2023 el Prestador informo a la UPME no tener acceso a la información consignada por dicha Entidad a través de la ventanilla única. Desconociéndose al parecer lo informado por la UPME mediante Circular UPME 019 de 2023, donde informó a todos los agentes del mercado que los conceptos de conexión se emitieron el 03 de marzo de 2023, es decir, que solo hasta casi tres meses después de la emisión de conceptos de conexión parece haber verificado lo allí consignado.

Lo cual, podría entenderse como una materialización de lo definido en el artículo 56 de la Resolución CREG 075 de 2021, el cual dispone:

“ARTÍCULO 56. PRÁCTICAS CONTRARIAS A LOS FINES PREVISTOS EN LA REGULACIÓN. **De conformidad con la regulación vigente, están prohibidas las acciones**, acuerdos o convenios que **directa o indirectamente** tengan por objeto limitar el libre acceso, la asignación de capacidad de transporte o la conexión al SIN, y en general toda clase de prácticas, procedimientos o sistemas que tengan el propósito de eludir los fines previstos en esta resolución. Estas prácticas y/o procedimientos podrán ser revisados y sancionados por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, o por la Superintendencia de Industria y Comercio, conforme a sus funciones y responsabilidades de ley.” Énfasis fuera de texto.

Adicionalmente, se encontró otro posible incumplimiento en la cláusula décimo primera del contrato de conexión remitido a PA RENOVABLES, donde ENERCA SA ESP se atribuye la función de cambio de punto conexión:

“DÉCIMA PRIMERA - MODIFICACIONES Y NUEVAS CONEXIONES: Si PA RENOVABLES llegare a requerir de un Punto de Conexión adicional o la modificación de la conexión existente, deberá seguir el procedimiento establecido en el Reglamento de Distribución y/o la norma vigente aplicable, adjuntando la documentación requerida a ENERCA. En caso de ser viable la solicitud, LAS PARTES deberán suscribir un nuevo Contrato en el cual se establezca el respectivo acuerdo entre LAS PARTES.”

4.4.5. RETIE

La revisión realizada al cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE) en el marco de la evaluación integral se enfocó al cumplimiento de los requisitos del mismo referente a: el seguimiento de los reportes de accidentes de origen eléctrico, medidas de mitigación de riesgos de origen eléctrico, información de seguridad a usuarios y campañas realizadas por el operador como gestión del riesgo eléctrico.

➤ **Seguimiento de accidentes de origen eléctrico**

Mediante el formato TT5 del SUI se reportan accidentes o incidente ocurrido con personal directo o contratistas en las redes eléctricas, ENERCA SA ESP para el año 2022 reporto un total de 6 accidentes los cuales de relacionan con su causa en la Tabla 38.

Tabla 38. Causa de accidentes de origen eléctrico 2022 reportados al SUI

Receptor de la afectación	Contacto Directo	Contacto Indirecto	Electricidad Estática	Otra	Total general
Inmuebles	0	0	0	1	1
Personas	2	2	1	0	5
Total general	2	2	1	1	6

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

De acuerdo con los datos reportados por ENERCASA ESP al SUI la única fuente de información con base a la cual se realiza este reporte es el sistema SCADA o cuadrillas, por lo cual se recomienda por parte del equipo evaluador gestionar diferentes fuentes de información enfocadas principalmente a información por parte de usuarios con el fin de dar cumplimiento a la recopilación de estos accidentes de la cual trata el Artículo 9.5 del RETIE.

Adicional a esto, dentro de la información reportada trimestralmente en el SUI por parte de ENERCA SA ESP se recopilan las medidas tomadas por parte de la empresa en cada caso, de las cuales se evidencia que se realizan campañas de divulgación y prevención por medio de pautas publicitarias dirigidas a todo el mercado atendido por la empresa, sin embargo se recomienda que las medidas tomadas relacionadas en cada accidentes sean dirigidas específicamente a la comunidad relacionada con el lugar donde ocurrieron los hechos.

➤ **Información de seguridad para el usuario y público en general**

En cumplimiento con lo establecido en el RETIE, ENERCA SA ESP cuenta con una cartilla de seguridad de información a los usuarios que se encuentra disponible en la página web de la empresa en su versión realizada para 2020, adicional a esto, la empresa realiza a lo largo del año diferentes campañas enfocadas a la mitigación del riesgo eléctrico generado por condiciones climáticas y condiciones particulares de las redes.

➤ **Identificación de riesgos de origen eléctrico – distancias de seguridad**

En cuanto a la conformidad con los Artículos 9 y 13 del RETIE que contiene todos los requisitos y especificaciones respecto a las distancias de seguridad, ENERCA SA ESP en 2022 notificó a 19 oficinas de planeación municipal con el objetivo que estas entidades tengan en cuenta como requisito al otorgar una licencia de construcción el cumplimiento de las distancias de seguridad que deben conservar las edificaciones con respecto a las redes eléctricas estipuladas en el RETIE, esto con el fin de evitar acercamientos indebidos a las redes eléctricas de su propiedad, por lo cual se recomienda a ENERCA SA ESP realizar seguimiento a las comunicaciones enviadas siendo necesario que sea una gestión continua que posibilita el trabajo conjunto con las autoridades municipales con el fin de proteger la vida de quienes se encuentran en constante interacción con las redes eléctricas.

Aunado a esto el personal de la empresa informó que se encuentra realizando el reemplazo de redes eléctricas abiertas por redes aisladas como medida de mitigación de riesgo eléctrico en las redes de distribución que presentan incumplimiento de las distancias mínimas de seguridad por parte de predios privados, situaciones que son identificadas a partir de las solicitudes presentadas por los usuarios y/o inspección visual de sus cuadrillas.

Adicional a esto, la empresa presentó en el 2022 una denuncia ante la Procuraduría General de la Nación contra un funcionario, el cual sin considerar las distancias de seguridad expidió una licencia de construcción que podría propiciar la materialización de un accidente.

➤ **Demostración de conformidad RETIE de instalaciones eléctricas**

El Artículo 34 del RETIE señala que toda instalación eléctrica construida, ampliada o remodelada con posterioridad al 1º de mayo de 2005, debe contar con el Certificado de Conformidad RETIE. Por lo cual se solicitaron los certificados de conformidad RETIE de los últimos proyectos que entraron en operación, que corresponden a la Subestación Yopalosa, la Subestación San Luis de Palenque y el corredor de línea San Luis de Palenque – Santa Rosalía, esto con el fin corroborar el cumplimiento de la normatividad vigente. Información que

fue remitida por parte de ENERCA SA ESP, dejando claro que el propietario de esta infraestructura es el Ministerio de Minas y Energía y ENERCA SA ESP es quien opera dicha infraestructura.

➤ **Instalaciones provisionales**

Respecto a las instalaciones provisionales de obra, se solicitó información a ENERCA SA ESP sobre del seguimiento y la gestión realizada una vez culminado el periodo otorgado para estas instalaciones transitorias. Ante lo cual la empresa informa el procedimiento aplicado, por medio del cual se le da seguimiento mediante actividades que son reportadas y consolidadas en su base de datos.

Dentro del procedimiento descrito por parte de ENERCA, también se indica la forma en la cual se realiza el proceso de retiro o prórroga de este servicio, el cual se basa en un indicador temporal que realiza seguimiento a la vigencia de estas instalaciones y las relaciona con nuevas solicitudes realizadas para cada cuenta. Siendo importante recalcar que la condición de provisionalidad se debe otorga para periodos de tiempo no mayores a seis meses tendiendo presente que aquellas instalaciones provisionales que presenten alto riesgo, pongan en peligro la salud, la vida de las personas, el medio ambiente o bienes físicos, deberán ser suspendidas, por lo cual se recomienda hacer una revisión continua de las mismas y de sus condiciones técnicas al realizar la ampliación del plazo inicialmente otorgado por ENERCA SA ESP.

➤ **Sistemas de puesta a tierra**

En cumplimiento a lo dispuesto en los Artículos 15 y 23.1 del RETIE, se realiza la revisión de las mediciones de resistencia de los sistemas de puesta a tierra de las subestaciones operadas por ENERCA SA ESP, dentro de la cual se identificaron subestaciones como Yopal, Aguaclara y Morro, donde se realizaron medidas de los sistemas de puesta a tierra, encontrando que las mismas no cumplen con los parámetros de referencia establecidos en el RETIE, por lo cual se al Prestador el deber de realizar los mantenimientos correctivos correspondientes, pues al presentar estas diferencias se debe considerar lo establecido mediante el Artículo 15,6 del

RETIE, donde se indica que si una inspección muestra que se requieren reparaciones, estas deben ser realizadas sin retraso y no ser pospuestas hasta el próximo ciclo de mantenimiento, esto considerando que los sistemas de puesta a tierra sirven para garantizar la seguridad de los seres vivos, el despeje rápido de fallas eléctricas, y el control de tensiones de paso y contacto, entre otros.

Adicional a esto, ENERCA SA ESP remite los valores de las tensiones de paso y contacto tomados en 2021 y 2022, de los cuales se encuentran valores superiores a 300 voltios que se establecen como valor máximo de referencia para un tiempo de despeje de falla de 150 milisegundos. Por lo cual, es necesario que la empresa realice una revisión detallada de las medidas de puesta a tierra y tensiones de paso en las subestaciones que presente valores de resistencia de puesta a tierra superiores a los referenciados en el reglamento, y proceda a realizar los ajustes correspondientes en el menor tiempo posible, indistintamente de las acciones de control que se puedan generar por parte de la SSPD.

4.4.6. Plan de Gestión de Riesgo de Desastres - PGRD

De acuerdo con la ley 1523 de 2012 o la política Nacional para la gestión del riesgo de desastres a nivel nacional, se dispuso que la gestión del riesgo compete a todos los ciudadanos como a las empresas de servicios públicos y, por ende, se reglamentó el artículo 42 mediante el decreto 2157 de 2017, en el cual se describieron los procesos principales para la gestión del riesgo y los contenidos mínimos que deben tener las empresas dentro de sus planes organizacionales.

En vista de lo anterior, la Superservicios se encarga de la verificación e implementación del plan de gestión del riesgo de desastre en función de estas normas y de la Resolución CREG 080 de 2019, que dicta las normas de comportamiento, en sus artículos 22 y 24 indicando que las empresas de energía eléctrica y gas combustible deben gestionar los riesgos dentro de la empresa.

En esta medida, también se verificó el cargue de información al formato TT10-PGRD, como requisito obligatorio para cumplir la resolución 20212200012515 de la SSPD, mediante el cual se indicó que se reportaron los riesgos más significativos para la infraestructura de mayor tensión en líneas de transmisión, sin embargo, para cada una de las 9 subestaciones atendidas en el STR solo se reportaron amenazas de origen antrópico, a diferencia de lo que se presentó en el documento de PGRD.

➤ **Conocimiento del riesgo**

El objetivo del PGRD de ENERCA SA ESP es: identificar, priorizar, formular, programar y hacer seguimiento a las acciones necesarias y conocer y reducir las condiciones de riesgo (actual y futuro) de sus instalaciones y de aquellas derivadas de su propia actividad u operación que pueden generar daños y pérdidas a su entorno, así como dar respuesta y actuar ante incidentes o eventos de desastres que puedan presentarse, permitiendo además su articulación con los sistemas de gestión de la entidad, los ámbitos territoriales, sectoriales e institucionales de la gestión del riesgo de desastres y los demás instrumentos de planeación que afecte la entidad, la protección de las personas y sus bienes, salud, medios de vida y bienes de producción, así como los activos culturales y ambientales, además de conocer, reducir y manejar la capacidad de la entidad pública y privada para soportar su operación relacionada con la continuidad de negocio.

Las partes interesadas, son todas aquellas personas o entidades que poseen una relación económica con la empresa, tienen una influencia directa o indirecta en las actividades y objetivos institucionales o hacen parte de los organismos de control y vigilancia de la organización. Estas partes fueron definidas como: los usuarios, comunidad general, junta directiva, accionista, entes de control, proveedores, contratistas, comunidad académica y científica, medios de comunicación y competidores.

Como parte de la integración de la gestión del riesgo se definieron roles y responsabilidades para la alta dirección y el comité coordinador del sistema de control interno, gerentes y líderes de proceso, trabajadores y planeación y oficina de control.

De igual forma, vale la pena resaltar que tal como se indicó previamente el sistema de distribución Local y transmisión regional está compuesto por 80 subestaciones con niveles de tensión de 115/34.5/13.8 kV, destacándose: Heroes, Yopal, Ciudadela, Paz de Ariporo, Aguazul, Aguaclara, Morro, Yopalosa y San Luis de Palenque.

➤ **Metodología para la Valoración del Riesgo**

Identificación de Escenarios:

De acuerdo con la información aportada por el plan departamental de gestión del riesgo de desastres de Casanare, que fue el instrumento de ordenamiento territorial sobre el que se apoyó la empresa para identificar posibles riesgos, se determinaron los escenarios que se pueden presentar de acuerdo con:

Riesgos por fenómenos de origen natural

Riesgos por actividades de origen antrópico, como las actividades económicas y sociales

Riesgos específicos en sistemas de servicios públicos

Riesgos por el desarrollo de grandes obras

Riesgos asociados a la salud pública.

La metodología utilizada para valorar el riesgo por parte de ENERCA SA ESP, fue mediante la categorización del nivel de probabilidad de ocurrencia de un evento por la consecuencia que este puede generar sobre la infraestructura expuesta, tal como se puede ver con las Tabla 39 a Tabla 46. De acuerdo con el documento PDF la consecuencia se valoró con base en las personas, imagen/reputación, recursos, ambiente, información y calidad del servicio, sin embargo, esto difiere de los criterios de consecuencia que se presentan en la tabla de Nivel de consecuencia (NC). Los criterios que se tuvieron en cuenta para determinar el nivel del riesgo fueron:

Para determinar el Nivel del riesgo (NR), se determina así:

$$NR = NP * NC$$

Donde:

NP= Nivel de probabilidad

NC= Nivel de consecuencia

A su vez, para determinar el NP se requiere:

$$NP = ND * NE$$

ND= Nivel de deficiencia

NE= Nivel de exposición

Y a su vez, para determinar el ND se utiliza la Tabla 39:

Tabla 39. Nivel de deficiencia

Nivel de deficiencia	Valor ND	Significado
Muy alto (MA)	10	Se han detectado peligros que determinan como posible la generación de incidentes o consecuencias muy significativas, o la eficacia del conjunto de medidas preventivas existentes respecto al riesgo es nula o no existe, o ambos
Alto (A)	6	Se han detectado peligros que pueden dar lugar a consecuencias significativas, o la eficacia del conjunto de medidas preventivas existentes es baja, o ambos
Medio (M)	2	Se han detectado peligros que pueden dar lugar a consecuencias poco significativas o de menor importancia, o la eficacia del conjunto de medidas preventivas existentes es moderada, o ambos
Bajo (B)	No se asigna valor	No se han detectado consecuencia alguna, o la eficacia del conjunto de medidas preventivas existentes es alta, o ambos. El riesgo está controlado

Fuente: Anexos PGRD ENERCA

Para determinar el NE se utiliza la Tabla 40:

Tabla 40. Nivel de exposición

Nivel de exposición	Valor NE	Significado
Continua (EC)	4	La situación de exposición se presenta sin interrupción o varias veces con tiempo prolongado durante la jornada laboral
Frecuente (EF)	3	La situación de exposición se presenta varias veces durante la jornada laboral por tiempos cortos

Ocasional (EO)	2	La situación de exposición se presenta alguna vez durante la jornada laboral y por un periodo de tiempo corto
Esporádica (EE)	1	La situación de exposición se presenta de manera eventual

Fuente: Anexos PGRD ENERCA

Para determinar el NP se combinan los resultados de la Tabla 40 y Tabla 41:

Tabla 41. Nivel de probabilidad

Nivel de probabilidad (NP)		Nivel de exposición (NE)			
		4	3	2	1
Nivel de deficiencia (ND)	10	MA-40	MA-30	A-20	A-10
	6	MA-24	A-18	A-12	M-6
	2	M-8	M-6	B-4	B-2

Fuente: Anexos PGRD ENERCA

El significado del NP aparece en la Tabla 42:

Tabla 42. Criterios para determinar el nivel de probabilidad

	Valor NP	Significado
Muy alto (MA)	Entre 40 y 24	Situación deficiente con exposición continua, o muy deficiente con exposición frecuente. Normalmente la materialización del riesgo ocurre con frecuencia
Alto (A)	Entre 20 y 10	Situación deficiente con exposición frecuente u ocasional, o bien situación muy deficiente con exposición ocasional o esporádica. La materialización del riesgo es posible que suceda varias veces en la vida laboral
Medio (M)	Entre 8 y 6	Situación deficiente con exposición esporádica, o bien situación mejorable con exposición continua o frecuente. Es posible que suceda el daño alguna vez
Bajo (B)	Entre 4 y 2	Situación mejorable con exposición ocasional o esporádica, o situación sin anomalía destacable con cualquier nivel de exposición. No es esperable que se materialice el riesgo.

Fuente: Anexos PGRD ENERCA

Para determinar el NC se debe tener en cuenta la Tabla 43:

Tabla 43. Nivel de consecuencia

Nivel de consecuencia	Valor NC	Significado
Mortal o catastrófico (M)	100	Muerte (s)
Muy Grave (MG)	60	Lesiones o enfermedades graves irreparables (incapacidad permanente, parcial o invalidez)
Grave (G)	25	Lesiones o enfermedades con incapacidad laboral temporal (ILT)
Leve (L)	10	Lesiones o enfermedades que no requieren incapacidad

Fuente: Anexos PGRD ENERCA

Para determinar el NR se combinan los resultados de NP y NC

Tabla 44. Nivel de riesgo

Nivel de riesgo (NR)		Nivel de probabilidad (NP)			
		40-24	20-10	8-6	4-2
Nivel de consecuencia (NC)	100	I 4000-2400	I 2000-1200	I 800-600	II 400-200
	60	I 2400-1440	I 1200-600	II 480-360	II 200 120 III
	25	I 1000-600	II 500-250	II 200-150	III 100-50
	10	II 400-240	II 200 III 100	III 80-60	III 40 20 IV

Fuente: Anexos PGRD ENERCA

El significado del NR aparece en la Tabla 45:

Tabla 45. Significado de los niveles de riesgo

Nivel de riesgo	Valor NR	Significado
I	Entre 40 y 24	Situación crítica. Suspender actividades hasta que el riesgo esté bajo control. Intervención urgente

II	Entre 20 y 10	Corregir y adoptar medidas de control de inmediato. Sin embargo, suspenda actividades si el nivel de riesgo está por encima o igual a 360
III	Entre 8 y 6	Mejorar si es posible. Sería conveniente justificar la intervención y su rentabilidad.
IV	Entre 4 y 2	Mantener las medidas de control existentes, pero se deberían considerar soluciones o mejoras y se deben hacer comprobaciones periódicas para asegurar que el riesgo aún es aceptable.

Fuente: Anexos PGRD ENERCA

Para determinar la aceptabilidad del riesgo se debe tener en cuenta la Tabla 46:

Tabla 46. Aceptabilidad del nivel del riesgo

Nivel de riesgo	Significado
I	No aceptable
II	No aceptable o aceptable con control específico
III	Aceptable III
IV	Aceptable IV

Fuente: Anexos PGRD ENERCA

Una vez definida la metodología, se establecieron escenarios reales sobre la infraestructura de distribución y transmisión regional de ENERCA SA ESP, con base en el instrumento de gestión del riesgo territorial y con el conocimiento de riesgos ya materializados, anteriormente como:

1. Movimiento de suelo que han llegado a afectar algunas torres.
2. Actos terroristas que generan impactos negativos en las subestaciones.

La empresa monitorea sus riesgos a partir de los resultados obtenidos en indicadores de gestión, auditorías internas o evaluaciones independientes y revisión de la implementación efectiva de las acciones de mejora propuestas. Además, cuenta con el software SCADA (Supervisory Control And Data Acquisition), para la supervisión y control de equipos, con sus correspondientes canales e infraestructura de comunicación, y es por medio de éste que visualiza el estado del sistema y realice maniobras en forma remota, con el fin de disminuir el impacto a la población civil.

➤ **Reducción del riesgo**

En ENERCA, periódicamente se realiza un ejercicio de actualización de riesgos, producto de ello se definen medidas o planes de tratamiento tendientes a reducir el riesgo de desastres, en los procesos de la empresa, los cuales se encuentran documentados en el Sistema Integrado de Gestión.

Mediante la matriz de valoración de riesgos, ENERCA SA ESP no solo propuso acciones para reducir el riesgo, sino que también determinó la viabilidad para desarrollar medidas como: la sustitución, eliminación, control de ingeniería, control administrativo tal como propone la ISO 31000, como medidas de intervención correctivas y prospectivas, después de haber determinado cuales son los controles existentes.



Las acciones aquí definidas, están integradas con las actividades y planes de mantenimiento de líneas y subestaciones. Evidenciándose, además, que existen proyectos de inversión propuestos en estado precontractual, que también pueden responder a la reducción de riesgos.

➤ **Atención a la emergencia y manejo del desastre**

Para dar manejo al desastre, se encontró que ENERCA SA ESP estableció un plan de prevención, preparación y respuesta ante emergencias y contingencias (PEC) dirigido atender adecuadamente un evento desde la operación, comercialización y distribución del negocio de energía. Y para esto, propuso:

- Un plan de capacitación que se enfocó en PONs (planes operativos normalizados).
- Capacitación de brigadas en atención a emergencias, que se implementaron en la oficina principal, puntos de atención de los diferentes municipio y subestaciones atendidas.

Como equipo de atención a la emergencia, ENERCA SA ESP cuenta con el sistema comando incidentes (S.C.I), el cual está conformado por el comité de emergencias y el comando de

	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
---	--	---

incidentes general, para los cuales se definieron sus funciones y responsabilidades. Así mismo la empresa cuenta con niveles de comunicación de emergencias definidos.

Apoyo a Terceros:



ENERCA SA ESP ha definido las acciones necesarias para dar respuesta a emergencias en conjunto con sus partes interesadas como:

- Instaurar un convenio de ayuda mutua entre las Organizaciones, suscrito a nivel gerencial y/o como compromiso de asociación.
- Delimitación de los suministros, recursos y servicios para la atención de emergencias, que cada Organización esté dispuesta a facilitar para el servicio de los demás sin deterioro de las condiciones mismas de seguridad.
- Compromiso de compensación económica o reintegro de los materiales o equipos consumidos, dañados o deteriorados en el control de una emergencia por una Organización en beneficio de las otras.
- Se debe delimitar los participantes e integrantes del Comité de Ayuda Mutua,

Niveles de Emergencia:

Se evidenció que ENERCA SA ESP clasificó los niveles de emergencia de acuerdo con los eventos asociados al sistema eléctrico y a las instalaciones de la empresa. Para las emergencias del sistema eléctrico, se establecen dos niveles diferentes para el flujo de la información al momento de dar respuesta a la emergencia, teniendo en cuenta el nivel de criticidad del evento, dentro los que se tienen:

Nivel de criticidad leve: Para un evento catalogado como de criticidad “leve”, los canales de comunicación pueden operar normalmente, respetando los protocolos establecidos, haciendo uso de teléfono o canales de radio frecuencia, medios por los cuales el personal de sala (centro de control) pueda comunicarse con el personal operativo y coordinar adecuadamente las maniobras para el restablecimiento del o los activos afectados, garantizando siempre condiciones de seguridad en todo momento.

 <p>Superservicios Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p>	<p>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</p>	 <p>SIGME</p>
---	---	---

Nivel de criticidad moderado o crítico: Bajo condiciones de emergencia en el sistema o indisponibilidad de los sistemas y canales de uso ordinario o regular, el Centro de control podrá:

- Declarar el estado de emergencia solicitando a todos los usuarios de los medios y canales de uso ordinario, liberar la frecuencia y evitar intervenciones diferentes o que no conlleven a superar la condición de emergencia presentada.
- El personal Rol Sala de Control definirá las prioridades o uso de los canales de comunicación disponibles durante la atención de la emergencia o contingencia.
- Es deber de todas las personas acatar y respetar estas indicaciones, mientras el Centro de control lo requiera.
- En caso de emergencia declarada, debe limitarse al mínimo el uso de los canales de radio y teléfonos, esto permite extender el tiempo de autonomía de los sistemas de alimentación de reserva.
- Cuando los organismos de Socorro o autoridades que hacen uso de la frecuencia, realicen llamados de emergencia, el Centro de control deberá atenderlos con prioridad.

Niveles de Activación de Alarma:

- **Alerta:** Una vez se reúna el comité de Emergencias en sala de crisis puesto de mando unificado, éste, determinará el nivel de emergencia e informará respectivamente al coordinador de Emergencias y desastres quien direccionará la información a los grupos de apoyo y oficial de enlace.

Alerta nivel 1 (verde): Situaciones que no requieran evacuar al personal de las instalaciones tales como desmayos, caídas a nivel (golpes, contusiones, esguinces, cortaduras, fracturas, luxaciones, quemaduras), cortos circuitos en oficinas, conatos de incendios, colapsos estructurales menores que no comprometan la vida de la persona, sismo menor de 4 grados en la escala RITCHER, pueden ser consideradas como emergencia Nivel 1.

Alerta nivel 2 (Amarillo): Cuando se requiera evacuar parcialmente un área determinada por incendio parcial, inundación por daños de infraestructura, heridos que superen la capacidad de respuesta de la brigada local, fuga de gases en área específica, sismo de 5 o más grados en la escala Richter.

Alerta nivel 3 (rojo): Cuando se declare la situación de “Emergencia General” se activará el sistema de Alarmas.

Para la atención a las emergencias, ENERCA SA ESP cuenta con recurso humano que hace parte del grupo de brigadistas que actuarán de acuerdo con los riesgos materializados, estos colaboradores estarán encargados de actuar en primeros auxilios, en caso de incendios y siempre estarán disponibles para labores de evacuación y rescate tal como se presenta en la **Figura 60**.

Figura 60. Estructura de Dirección de la brigada



Fuente: ENERCA

Según el escenario que se pueda presentar, ENERCA SA ESP presenta los PONs para los riesgos como: sismos, inundaciones, incendios, actos terroristas, emergencias internas, explosiones, terremotos, corto circuito, incendio eléctrico, vendavales y deslizamientos.

Pólizas

ENERCA cuenta con 3 pólizas vigentes para asegurar la infraestructura, contra siniestro y/o responsabilidad civil, las cuales fueron revisadas durante la evaluación integral por parte de la Superintendencia, validando la información entregada por ENERCA SA ESP. A continuación, se presentan las pólizas con las cuales cuenta el prestador:

- Daños materiales combinados (AMIT Y HMAACC)
- Daños materiales combinados
- Seguro de responsabilidad civil extracontractual con anexo de fallas en el servicio sistema de energía.

4.5. Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P. al Sistema Único de Información – SUI.

- **Inscripción y actualización RUPS**

El prestador EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE S.A. E.S.P. ahora ENERCA SA ESP realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 202313370418325 del 24 de enero del 2023 (Ver Tabla 47) 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
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 47. Registro actividades RUPS.

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Comercialización	01/11/2007	-
Energía	Distribución	01/11/2007	-

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).

- **Cargue y Calidad de Información**

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 4 reportes en estado pendiente para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador se evidencia en la Tabla 48.

Tabla 48. Porcentaje de cargue.

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
3370	EMPRESA DE ENERGIA DE CASANARE SA ESP	2022	465	73	4	99%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 08/06/2023.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la Tabla 48, el prestador, para la vigencia 2022, tiene 4 formatos pendientes, los cuales corresponden a: 1 Formato Comercial (S6. Usuarios Beneficiarios del Descuento y/o Exención Tributaria – Trimestre 2), 1 Formato Financiero (FC1. Información Facturación y Recaudo) y 2 Formatos Técnicos (PI2. Planes Seguimiento, PI4. Proyectos Seguimiento). Cabe destacar que para las vigencias anteriores al 2022, el prestador cuenta con 46 formatos pendientes, los cuales durante el transcurso de esta integral fue revisados en compañía del prestador y notificados con anterioridad bajo el comunicado SSPD No. 20232201787651 del 17 de mayo de 2023.

En la reunión efectuada con el prestador, del tópico de calidad de información, quedó como compromiso, solicitar al equipo SUI la inhabilitación de los formatos que para la vigencia analizada se encuentran duplicados o no le aplica al prestador, así mismo la habilitación de los formatos con los respectivos soportes para realizar dicha solicitud.

Por otro lado, verificando la oportunidad de cargue de información de los formatos de Planes de Inversión (PI) y Planes de Pérdidas, se encontró por parte de la DTGE, inconsistencias en la información reportada en estos formatos, debido a que el prestador no reportó los proyectos aprobados y sin ejecutar para el periodo 2021. Por otro lado, el operador realizó el cargue de la ejecución del 2022 en los formatos PI del 2023. Lo anterior debido a que la plataforma del SUI habilitó indebidamente el 2023 y no habilitó el 2022.

En distintos comunicados se manifestó al prestador dichas inconsistencias encontradas y haciendo aclaración del respectivo reporte de información de los formatos solicitados. Por este motivo, durante la evaluación de este tópico se solicitó al prestador la reversión de los formatos PR9 para todas las vigencias habilitadas y los formatos PI para el 2023.

Para los demás formatos, el prestador manifestó que, remitiría la respuesta al comunicado SSPD No. 20232201787651 el día 30 de junio de 2023, dando respuesta a las acciones a tomar para todos los formatos pendientes; verificando el estado de cargue se evidencia que el prestador ha cumplido con los compromisos y se encuentra en la subsanación de los formatos pendientes, aunque existen aún varios formatos pendientes.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2022 se pudo constatar que ENERCA presentó el 54.98 % de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes (Ver Tabla 49).

Tabla 49. Oportunidad en el cargue.

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	244	298
Porcentaje %	45.02 %	54.98 %

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 08/06/2023.

En cuanto a reversiones, durante 2022 la empresa ENERCA solicitó las relacionadas en la Tabla 50.

Tabla 50 Formatos Reversados.

Año de la Solicitud de Reversión	Nombre Formato o formulario Reversado	Año	Periodo	Fecha de Ejecución
2022	PR9. Indices Anuales de Calculos de Perdidas	2019	1	07/12/22
2022	CS3. Incentivo de Calidad Media	2019	1	29/12/22
2022	PR9. Indices Anuales de Calculos de Perdidas	2020	1	07/12/22
2022	CS3. Incentivo de Calidad Media	2020	1	29/12/22
2022	CS3. Incentivo de Calidad Media	2021	1	29/12/22
2022	Comercializadores dentro del Mercado	2021	1	28/03/22
2022	Comercializadores dentro del Mercado	2021	2	28/03/22
2022	Comercializadores dentro del Mercado	2021	3	28/03/22
2022	Comercializadores dentro del Mercado	2021	4	28/03/22
2022	Comercializadores dentro del Mercado	2021	5	28/03/22
2022	Comercializadores dentro del Mercado	2021	6	28/03/22
2022	CS1. SAIDI y SAIFI	2022	1	18/08/22
2022	PR1. Resolucion Particular Perdidas CREG 172 de 2011	2022	4	13/07/22
2022	PR1. Resolucion Particular Perdidas CREG 172 de 2011	2022	4	15/11/22
2022	PI1. Inventario Planes	2022	5	23/09/22
2022	TT2. Inventario Transformadores	2022	6	23/08/22
2022	PR1. Resolucion Particular Perdidas CREG 172 de 2011	2022	6	15/11/22
2022	TC1. Inventario de Usuarios	2022	6	22/11/22

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 08/06/2022.

Cabe destacar, que verificando la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en el artículo 15 de la Ley 1955 de 2019, que establece:

«(...)

Artículo 15. Funciones de la Superintendencia. Modifíquese el numeral 8 y adiciónense los numerales 34, 35 y 36 al artículo 79 de la Ley 142 de 1994, así:

8. Solicitar documentos, inclusive contables y financieros, a los prestadores, entidades públicas, privadas o mixtas, auditores externos, interventores o supervisores y privados, entre otros, que tengan información relacionada con la prestación de los servicios públicos domiciliarios. Adicionalmente, practicar las visitas, inspecciones y pruebas que sean necesarias para el cumplimiento de sus funciones, en la oportunidad fijada por la Superintendencia.

34. Sancionar a los prestadores de servicios públicos y vigilados, auditores externos y otras entidades con naturaleza pública, privada o mixta, que tengan información relacionada con los servicios públicos domiciliarios, cuando no atiendan de manera oportuna y adecuada las solicitudes y requerimientos que la Superintendencia realice en ejercicio de sus funciones

(...))»

Cabe destacar que, verificando la oportunidad de cargue del prestador y teniendo en cuenta lo dispuesto en la Resolución No. SSPD - 20172000188755 de 2017:

«(...)

Fecha límite para reporte: La información será reportada trimestralmente a más tardar el último día del mes siguiente al trimestre a reportar. Lo anterior para cada uno de los formatos y formularios establecidos.

(...))»

El prestador incumple con lo antes mencionado, esto debido al porcentaje de oportunidad de cargue de la información reportada en el SUI de los formatos habilitados al prestador (45.02%)

y establecidos las fechas límites de cargue en los lineamientos de la Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021.

Ahora bien, es necesario tener en cuenta la cantidad total de solicitudes de reversiones del prestador para el año 2022 (18 reversiones) de las cuales 7 Reversiones son del Tópico Comercial y de Gestión y las otras 11 reversiones hacen referencia a los formatos Técnico operativo de la resolución antes mencionada.

4.6. Reglas de Comportamiento



Para verificar el cumplimiento de las reglas generales de comportamiento, se procedió inicialmente con la revisión y visualización de cada uno de los procedimientos que están relacionados con el cumplimiento de la Resolución CREG 080 de 2019. Al respecto la empresa publicó en su página web: <https://enerca.com.co/>, los procedimientos con su respectivo enlace, como se relaciona en la Tabla 51.

Tabla 51 *Procedimientos publicados ENERCA S.A. ESP, Resolución CREG 080*

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Guía trámites y servicios ENERCA	https://enerca.com.co/clientes/tramites-y-servicios/guia-tramites-y-servicios-enerca/
Solicitud de disponibilidad del servicio:	https://enerca.com.co/clientes/tramites-y-servicios/solicitud-de-disponibilidad-de-servicio/
Solicitud de conexión del servicio (Matricula de Energía):	https://enerca.com.co/clientes/tramites-y-servicios/matricula-de-energia/
CCU - Contrato de Condiciones Uniformes Energía	https://enerca.com.co/clientes/ccu-contrato-de-condiciones-uniformes/

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Cambio de Medidor Servicio de Energía:	https://enerca.com.co/clientes/tramites-y-servicios/cambio-de-medidor/
Cambio de Comercializador:	https://enerca.com.co/clientes/tramites-y-servicios/cambio-de-comercializador/
Usuarios autogeneradores y generadores distribuidos - Resolución CREG 174 de 2021:	https://enerca.com.co/clientes/tramites-y-servicios/usuarios-autogeneradores-y-generadores-distribuidos-resolucion-creg-174-de-2021/
Migración de Usuarios a Nivel de Tensión Superior – MUNTS:	https://enerca.com.co/clientes/tramites-y-servicios/migracion-de-usuarios-a-nivel-de-tension-superior-munts/
Mantenimientos Programados:	https://enerca.com.co/boletines/
Puntos de atención al usuario:	https://enerca.com.co/contactenos/
Descarga e impresión de factura:	https://app.enerca.com.co/factura-en-linea
Puntos de Pago:	https://enerca.com.co/clientes/puntos-de-pago/
Requisitos Reclamaciones Económicas Por Daños:	https://enerca.com.co/clientes/tramites-y-servicios/requisitos-reclamaciones-economicas-por-danos/
Simulador de consumo	https://app.enerca.com.co/simulador-de-consumo

Fuente: Elaboración DTGE tomando como insumo las publicaciones dispuestas en la Página Web del prestador

 <p>Superservicios Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p>	<p>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</p>	 <p>SIGME</p>
---	---	---

Una vez realizada la verificación, se observó que la empresa tiene establecidos y publicados los procedimientos que determinó son necesarios para dar cumplimiento a la normativa citada, al realizar la revisión de los mismos y la documentación existente, se encontró que en general dan cumplimiento a la premisa establecida por la Comisión de Regulación de Energía - CREG en cuanto a que la información suministrada por los agentes mencionados en la Resolución deben permitir y facilitar su comparación y comprensión por parte de los usuarios frente a los diferentes productos y servicios ofrecidos por la empresa y de igual manera esta información no debe tener ni el propósito ni el efecto de inducir a error.

Adicionalmente, la empresa informa que ha desarrollado un documento denominado “Guía trámites y servicios ENERCA” el cual está publicado en su página web y en el que se encuentran unificados todos los procesos relacionados con la adecuada gestión al usuario.

De otra parte, el prestador manifiesta que ha implementado lo establecido en la Resolución CREG 080 de 2019 a través del entendimiento y la adopción de los comportamientos declarados en dicha resolución por parte del prestador, incorporando la autorregulación como parte de la cultura organizacional, lo que los ha llevado a actuar de forma más independiente, más estratégica y con mayor sentido de la responsabilidad sobre las decisiones que puedan afectar a clientes/usuarios y otros agentes del mercado.

Acorde a lo anterior, se evidenció que a nivel general los procedimientos y la información suministrada por la empresa ENERCA S.A. ESP a los usuarios de su mercado, están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar

5. Hallazgos:

A continuación, en la Tabla 52 se presentan los hallazgos dentro del marco de la evaluación integral, los cuales corresponden a todos los aspectos de los que trata dicha evaluación.

Tabla 52 Relación hallazgos para la Empresa de Energía de Casanare SA ESP.

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Código de Medida	Conexión de los sistemas de medición.	Se revisa la norma técnica y los apartes relacionados a la medición en dos y tres elementos no están alineados con lo establecido en la regulación.	NO CUMPLE
Código de Medida	Fronteras comerciales	No existe registro ante el ASIC de las fronteras de distribución correspondientes a los puntos donde hay cambio en el nivel de tensión de la misma empresa.	NO CUMPLE
FOES	Calidad de información SUI	Hay diferencias en los valores FOES aplicados en los formatos de facturación y los formatos de subsidios	NO CUMPLE
FOES	Reporte de información relacionada a FOES	La empresa no ha cargado el formato S5. Formato Validaciones Trimestrales Subsidios con las conciliaciones del Ministerio de Minas y Energía	NO CUMPLE
FSSRI	Calidad de información SUI	La empresa presenta diferencias en los formatos de facturación y los de subsidios, en relación con: formato TC2 para el trimestre 1 de 2022 en la variable de «Contribuciones Facturadas». Formato S1 para el trimestre 3 en la variable «Contribuciones Facturadas» y para los trimestres 2 y 4 en la variable «Giros Recibidos».	NO CUMPLE

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
		Formato S2 para los 4 trimestres de 2022, en la variable «Giros Recibidos» respecto al valor remitido al MME en las conciliaciones para el mismo periodo. (Se requiere evaluar la reversión y ajuste de la información en el SUI)	
FSSRI	Calidad de información SUI	De la base suministrada por el ESP (5.5.8. Usuarios Beneficiarios del descuento y/o Exención Tributaria) para la anualidad 2021 se remitieron 229 y para la anualidad 2022 se remitieron 345 NIU, sin embargo, en el momento de la auditoria y una vez desarrollado el presente informe no se encontró la información reportada en el SUI que permitiera revisar la calidad y consistencia de la información.	NO CUMPLE
Requisitos de Ingreso al Esquema de Calidad definido en la resolución CREG 015 de 2018	Cumplimiento de los requisitos en el numeral 5.2.10 de la Resolución CREG 015 de 2018.	Radicados SSPD No. 20235291652362 y 20235292203362. Acta de visita.	NO CUMPLE requisito a, e y f
Calidad media del servicio en el SDL	Cumplimiento a los indicadores de calidad media definidos por el regulador.	SUI y plataforma indica de XM. Grabación reunión (Esquema de calidad del servicio en el SDL)	NO CUMPLE
Exclusiones de calidad del servicio	Soportes y validaciones de las exclusiones realizadas por el prestador ante XM	Radicado SSPD No. 20235292203362. Grabación reunión (Esquema de calidad del servicio en el SDL)	NO CUMPLE

criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Calidad individual del servicio en el SDL	Calidad de la información remitida en las respuestas dadas por ENERCA en cuanto a la calidad individual del municipio de San Luis de Gaceno.	Radicados SSPD No. 20235291289192, 20235291269142, 20235291652362 y 20235292203362.	NO CUMPLE
Conexiones Resolución CREG 174 de 2021 – Conexión AGPE y GD	Tiempo de transición superó el establecido por la normativa.	Documento de proceso de conexión, actualizado en el año 2020 y 2023	NO CUMPLE
Incumplimientos Resolución CREG 080 de 2019	Información verídica.	Documento de proceso de conexión, actualizado en el año 2020 y 2023, no es acorde con lo que informa la empresa y no remite soporte a pesar de la reiteración.	NO CUMPLE
Incumplimientos Resolución CREG 075 de 2021	Tiempo de remisión de contrato de conexión	Carta a la UPME del 6 de junio de 2023. Se remite minuta de contrato de conexión, 3 meses después.	NO CUMPLE
Incumplimientos Resolución CREG 075 de 2021	Encargado de asignar puntos de conexión	Contrato de conexión remitido a los promotores. En el contrato se atribuye la facultad de cambiar el punto de conexión, facultad que en estos casos es de la UPME	NO CUMPLE
RETIE	Medidas de resistencia de puesta a tierra, tensiones de paso y contacto en subestaciones superiores a valores de referencia RETIE.	Radicado SSPD 20235291655292	NO CUMPLE

Fuente: Elaboración DTGE

6. Acciones correctivas definidas:

Componente Financiero

- Se solicita a la empresa Auditora dar cumplimiento al cargue de información relacionada con el informe anual (2022) de auditoría en el Sistema Único de Información SUI.

Componente Comercial

- La empresa debe realizar el registro y las adecuaciones de los puntos donde hay cambio de nivel de tensión y que corresponden a fronteras de distribución.
- Revisión y cargue de información en el SUI para los formatos mencionados en la matriz de hallazgos.
- Validación de la información de consumos que tiene la empresa y la remitida por el MME
- Cargue de información de los usuarios exentos de contribuciones en los formatos establecidos en el SUI.
- Mediante radicado SSPD 20235292393742 del 05 de julio de 2023, el prestador realizó las correcciones pertinentes mediante solicitud de reversión de los formatos T9 y T6, las cuales fueron aprobadas mediante radicado 20232032789121 del 07 de agosto de 2023.

Componente Técnico

- Remitir concepto del auditor de calidad en el que se demuestre el cumplimiento de todos los requisitos definidos en el numeral 5.2.10 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- Realizar un plan operativo direccionado a mejorar los indicadores de calidad media en el Sistema de Distribución Local (SDL) de ENERCA, con el objetivo de dar cumplimiento a los estándares de calidad definidos en la Resolución CREG 015 de 2018 y la Resolución CREG 086 de 2021.
- Realizar la revisión de los soportes de aquellos eventos que están siendo excluidos por la empresa, ante alguna de las causales definidas en el numeral 5.2.2 de la Resolución CREG 015 de 2018, pues todos los eventos que se excluyan deben contar con el respectivo soporte en los términos definidos por la regulación. Adicionalmente, el prestador deberá generar un proceso claro de clasificación y categorización de eventos,

con el objetivo de que se validen las condiciones necesarias para que un evento sea excluible y de esta manera se generen los cálculos de indicadores de calidad conforme a lo previsto en la regulación vigente.

- Responder de manera completa y de fondo cada una de las solicitudes que realice la Superintendencia, en cumplimiento al artículo 8 de la Resolución CREG 080 de 2019. De manera particular y a corto plazo se requiere de un informe diagnóstico de calidad del servicio en el municipio de San Luis de Gaceno, en el que se evidencie de manera clara, completa y oportuna, la información detallada solicitada de manera reiterativa por parte de la Superintendencia, correspondiente a los valores de DIU y FIU para los años 2020, 2021 y 2022 de los usuarios de este municipio, además de las facturas (legibles y completas) de los usuarios que tuvieron que reponer sus transformadores.

7. Conclusiones:

Componente Administrativo y Financiero

- A diciembre de 2022 la prestadora para el servicio de energía eléctrica muestra los mejores resultados obtenidos en las últimas vigencias, posicionando utilidades netas de 16 771 millones COP.
- La actividad de distribución muestra resultados positivos aunados a la entrada del nuevo marco regulatorio, Resolución 015 de 2018, donde se efectúa recalcuro del componente, dando como resultado que la Empresa de Energía del Casanare deba reconocer ingresos desde el 2019 fecha de inicio de la mencionada resolución.
- La actividad de comercialización también genera utilidades como resultado de manejos eficientes en la compra de energía, aunados a la consecución de contratos bilaterales a largo plazo que mantienen las exposiciones en bolsa en niveles mínimos.
- La empresa se ve abocada en optar por la opción tarifaria como mecanismo del control de precios, esta determinación conlleva a que la compañía no genere mayores utilidades por no facturar ingresos por el orden de 24 083 millones COP

Componente Comercial

De forma general la empresa tiene una gran falencia en el manejo de sus fronteras comerciales, no solo a su parte documental, sino que, existe la preocupación de que los procedimientos y lineamientos que están establecidos en el Código de Medida no se cumplan.

Componente Técnico

- Se identificó que ENERCA cuenta con procesos de operación y mantenimiento, a partir de los cuales ejecuta el negocio de distribución de energía eléctrica. Lo anterior, se aplica por separado para el SDL y el STR, sin embargo, las variables que hacen parte de los procesos: entradas, actividades, salidas y clientes están estructuradas de manera general, sin permitir identificar la disgregación o el alcance para nivel de tensión 1, 2 y 3, separadamente del nivel de tensión 4. Adicionalmente, se identificó que no existe una vinculación o una correlación directa entre todos los aspectos que componen las variables de los procesos, lo cual puede generar errores o aplicaciones incorrectas en las actividades que se llevan a cabo dentro de la empresa para darle cumplimiento a estos procesos.
- Para el año 2022, ENERCA reportó ante el LAC 46 eventos que fueron excluidos, de acuerdo con los códigos de exclusión: 10, 20, 28, 32, 41 y 45 de la circular CREG 063 de 2019. Respecto a lo anterior, se identificó que las exclusiones realizadas por ENERCA no daban cumplimiento total a lo definido por la regulación vigente y, por lo tanto, es preciso que se recalculen los indicadores de calidad para el año 2022, teniendo en cuenta todos los eventos que se excluyeron y no contaban con los respectivos soportes al momento de la verificación de esta información.
- En lo que respecta al año 2022, el valor de SAIDI fue de 44,9 horas, mientras que la meta para el año 2022 correspondía a un valor de 33,76 horas. Ahora bien, en cuanto a la frecuencia, el indicador para 2022 también estuvo por encima de la meta, pues se presentaron 25 veces promedio en que se interrumpió la prestación del servicio, superando el valor de 23,2 definido como meta por el regulador. Por lo anterior, ENERCA no cumplió con las metas establecidas por la CREG en lo que se refiere a calidad media.

- Si bien ENERCA destino en su plan de inversiones para la vigencia 2019 -2023 un total \$ 21.417.939.477, de los cuales un 43% ha sido enfocado al NT1, 36% al NT2 y 17% al NT3, al momento, dichas obras parecen no traer las mejoras esperadas en materia de calidad media del servicio, ya que tanto el indicador SAIDI, como SAIFI siguen por encima de la meta regulatoria.
- La información remitida por ENERCA respecto a calidad individual será contrastada con la información reportada en el SUI, para verificación de los procedimientos e indicadores de calidad del servicio en el SDL, lo cual hace parte del seguimiento que realiza la Superintendencia. Adicionalmente, es pertinente señalar que actualmente se encuentra en análisis un caso particular referente al municipio de San Luis de Gaceno por calidad individual del servicio, en el cual mediante múltiples requerimientos se solicitó información a ENERCA, además de los requerimientos enmarcados en esta evaluación integral y no se tiene respuesta completa, clara y de fondo a las solicitudes realizadas; lo anterior, es un presunto incumplimiento al artículo 8 de la resolución CREG 080 de 2019.
- Se identificó que, de los seis requisitos del esquema de incentivos y compensaciones, ENERCA da cumplimiento total a dos de ellos, y se encuentra cercano a dar cumplimiento a un requisito más. Sin embargo, en cuanto a los requisitos d, e y f se tiene un porcentaje significativo faltante, ante lo cual la empresa se encuentra gestionando los proyectos y recursos para dar cumplimiento al 100 % de los requisitos establecidos en el numeral 5.2.10 de la Resolución CREG 015 de 2018.
- ENERCA, se ha preocupado por valorar sus riesgos y desarrollar acciones de control y reducción de acuerdo con la primera etapa de conocimiento de riesgos y las lecciones aprendidas de riesgos que ya se han materializado en su infraestructura, sin embargo, se resalta la necesidad de tener claros los términos de descripción en el documento que se presenta, debido que a partir del decreto 2157/2017, el concepto de PEC solo responde al tercer procedimiento en la gestión del riesgo, que trata exclusivamente de la atención a emergencias, es decir en este punto ya no se trata de evitar o reducir.

- Es imperativo que el prestador recuerde que la gestión del riesgo se debe integrar dentro de la empresa con el/los sistemas de gestión certificados o implementados dentro de la misma, lo que corresponde a que las actividades pueden responder a más de un requisito o de una norma y en ese caso debe presentarse la gestión del riesgo en su totalidad, teniendo en cuenta que la resolución MME 40411 de 2021, busca proteger la vida de las personas pero también a partir del decreto 2157/2017 se busca poder responder a la continuidad del negocio y la atención de la demanda.
- De forma general se evidenció que el prestador tiene fundamentado una buena estrategia de socialización con las entidades de control urbano territorial de las diferentes municipalidades, la cual debe continuar fortaleciendo.
- Se recomienda al prestador adelantar los correctivos necesarios al momento de recibir u obtener los resultados de los análisis y/o evaluaciones de las condiciones de sus equipos y redes. Un ejemplo de esto lo muestran los análisis realizados a los SPT de sus subestaciones.
- Se recomienda al prestador tener un mayor control en sus procesos de actualización de los diferentes procedimientos y/ manuales, acorde con la dinámica que evoluciona la regulación eléctrica colombiana.

Reglas Generales de Comportamiento

Una vez verificada el cumplimiento a las normas de comportamiento, Resolución CREG 080 de 2019, en especial lo referente a los artículo 9 y 25, se informó al prestador que los procedimientos diseñados de manera general son adecuados y están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que deben aportar, dando cumplimiento a la norma citada.

8. Medidas recomendadas que pudiera ser oportuno o pertinente aplicar

Componente Comercial

Se recomienda a la empresa realizar un manejo más riguroso respecto de sus bases de datos. Esto en consideración a que parte de la información que fue remitida a la DTGE, que fue

requerida previa a la visita de la evaluación integral, contenía información errada que fue motivo de consulta debido a que presentaba posibles incumplimientos a la regulación.

Componente Técnico

Se recomienda a ENERCA que se revise y se ajuste la estructura de los procesos diseñados y ejecutados por el prestador, con el objetivo de que se incluya la desagregación por sistema (SDL y STR), además de que se realice la vinculación o asociación de los factores que participan en cada etapa del proceso, para que las salidas o resultados del proceso puedan ser efectivos, medibles y aporten así finalmente a la mejora en la prestación del servicio de energía eléctrica.

Además, es importante que se continúe con el proceso de reestructuración de indicadores por recomendación de la auditoría realizada por el ICONTEC, pues esta gestión aportará a la mejora en la prestación del servicio de energía eléctrica.

9. Responsables de la realización: Baisser Antonio Jiménez Rivera – Director Técnico de Gestión de Energía

9.1. Equipo de evaluación:

Luis Fabián Sanabria - Componente Financiero
Diego Fernando Borda - Coordinador equipo comercial
Nelson Yesid González - Componente Comercial
Natalia Ximena Castro - Componente Comercial
Francisco Alberto Daza - Componente Comercial
Jorge Enrique Fonseca – Coordinador UMMEG componente Comercial
Jhon Crisitian Giraldo – Coordinador equipo Técnico
Paula Camila Arévalo - Componente Técnico
Héctor David Taticuan - Componente Técnico
Catherine Yuliana Bohórquez - Componente Técnico
Sandra Milena Sánchez - Componente Técnico
María Alexandra Thomas – Componente Técnico
Wilmer Andrés Sandoval - Componente SUI
Luis Carlos Rodríguez Bello - Componente CREG
Catherine Lizeth Bravo – Componente Jurídico

10. Anexos: