

1. Identificador del prestador

1.1. Nombre o razón social: CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP – CENS SA ESP

1.2. NIT: 890500514-9

1.3. ID (SUI - RUPS): 604

1.4. Servicio público domiciliario (SPD) prestado objeto de la vigilancia o inspección: Energía eléctrica

1.5. Actividad del SPD objeto de la vigilancia o inspección: Transmisión, distribución y Comercialización

1.6. Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 16 de noviembre de 1952

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

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

2.2. Clase acción: Vigilancia Inspección

2.3. Motivo de la acción: Especial Detallada Concreta

2.4. 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)

2.5. Ubicaciones físicas o virtuales objeto de la acción: Avenida 7N 5N-220,

3. Delimitación del marco de evaluación

3.1. Criterios evaluados: Aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales, gestión de 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 CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP – CENS SA ESP (en adelante «CENS»), dentro del marco de las actividades de inspección, vigilancia y control que realiza la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD).

4.1. Información fuente usada

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP – CENS SA ESP, a través de radicado SSPD 20235291593102 del 02 de mayo de 2023 y SSDP 20232201580021 del 03 de mayo de 2023, remite la información solicitada en virtud de la evaluación integral, la información fue complementada durante la visita de inspección realizada los días 14, 15 y 16 de junio de 2023 y registrada en acta. Adicionalmente, se utiliza información reportada al Sistema Único de Información (SUI) e información del portal BI de XM.

4.2. Requerimientos realizados

La información requerida a CENS, fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través de radicado SSPD 20232201397021 del 24 de abril de 2023

4.3. Estado de respuesta de requerimientos

Respuesta remitida a través de radicado SSPD 20235291593102 del 02 de mayo de 2023 y SSDP 20232201580021 del 03 de mayo de 2023, Luego de verificación de la información se encuentra que, respecto a algunos requerimientos específicos, se complementó la información

requerida por estar faltante o incompleta, dicha información se solicita en la visita inspección y es entregada en su gran mayoría en la misma visita. Lo faltante se registra en el acta de reunión como compromisos y es remitida posteriormente por parte de CENS SA ESP.

4.4. Evaluaciones realizadas

Dentro del proceso de evaluación se tienen en cuenta aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales, gestión de riesgo, Retie, reglas de comportamiento y reporte de información al SUI, iniciando por una breve descripción de la empresa CENS SA ESP.

4.5. Administrativo y Financiero

➤ Descripción general de la empresa

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP (en adelante «CENS»), es una empresa de servicios públicos mixta, constituida como sociedad anónima el día 16 de octubre de 1952, desarrolla las actividades de transmisión, distribución y comercialización desde su constitución, según la información reportada en el Registro Único de Prestadores – RUPS, certifica el 24 de enero de 2023. Ver **Tabla 1**.

Tabla 1. Datos Generales

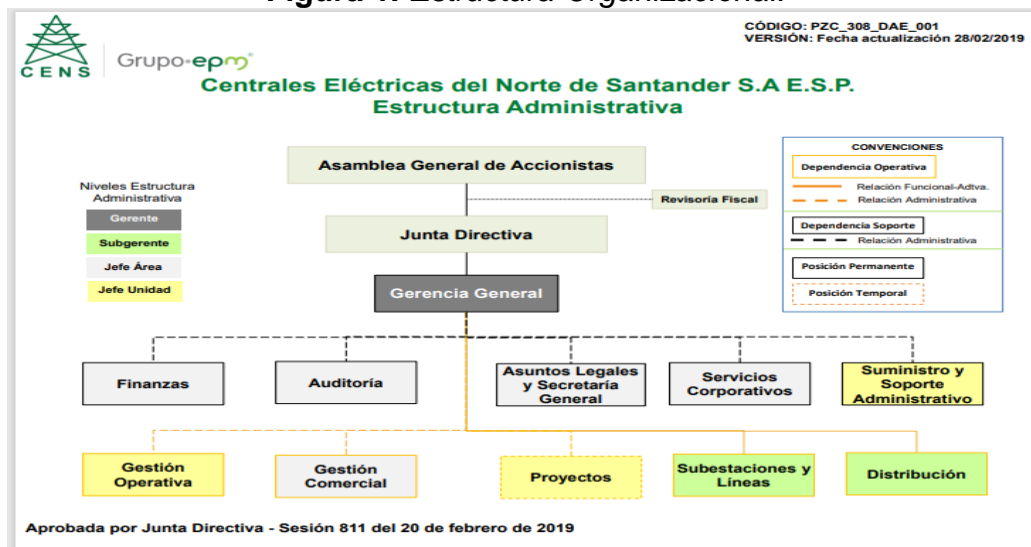
Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima
Razón social:	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. ESP
Sigla:	CENS SA ESP
Representante Legal:	JOSE MIGUEL GONZALEZ CAMPO
Actividades Desarrolladas:	Transmisión, Distribución y Comercialización
Año de Entrada en Operación:	1952
Auditor – AEGR:	STRATUSS SAS – BIC
Clasificación:	Sistema Interconectado Nacional
Fecha Última Actualización RUPS:	24/01/2023

Fuente: Sistema Único de Información – SUI

➤ **Estructura Organizacional**

En la Figura 1 se da cuenta del organigrama y estructura administrativa de la empresa:

Figura 1. Estructura Organizacional.



Fuente: CENS SA ESP

La sede administrativa de la empresa está ubicada en la ciudad de Cúcuta Norte de Santander.

➤ **Composición Accionaria**

La composición accionaria de CENS se presenta en la Tabla 2.

Tabla 2. Composición accionaria.

NOMBRE	Porcentaje de Participación (%)
EPM Inversiones S.A.	78,9%
Empresas Públicas de Medellín E.S.P.	12,5%
Instituto Financiero para el Desarrollo de Norte de Santander	7,7
Otros	0,9%

Fuente: RUPS – elaboración DTGE.

➤ **Planta de personal**

La empresa para el desarrollo de sus actividades al cierre de la vigencia del 2022 cuenta con una planta de personal de 753 como se relaciona en la **Tabla 3**.

Tabla 3. Planta de personal.

Clasificación	Indefinido
Contrato término indefinido	655
Practicantes	98
Total General	753

Fuente: CENS SA ESP

➤ **Informes externos**

A continuación, se muestra la opinión de los estados financieros según los informes presentados por el Auditor Externo de Gestión y Resultados, Contraloría Distrital de Medellín y Revisor Fiscal de la vigencia 2022. Ver **Tabla 4**

Tabla 4. Conceptos de otras entidades.

No.	INFORMES EMITIDOS	OPINIÓN
1	Auditoría Externa de Gestión y Resultados	El AEGR indica que «Las proyecciones financieras para los periodos 2023 – 2026, suministradas por CENS S.A. E.S.P., no evidencian riesgos significativos que puedan comprometer la viabilidad financiera de la Empresa, ni la prestación de los servicios.».

No.	INFORMES EMITIDOS	OPINIÓN
2	Contraloría Distrital de Medellín	De acuerdo a los resultados de la auditoría, respecto a la evaluación de la Gestión de los estados financieros 2022, emiten dictamen sin salvedades así: <i>«Limpia o sin Salvedades. En opinión de la Contraloría Distrital de Medellín, de acuerdo con lo descrito en el Fundamento de la opinión, los estados financieros de la Empresa Centrales Eléctricas del norte de Santander S.A. ESP. CENS, presentan razonablemente en todos los aspectos materiales y los resultados de sus operaciones, la situación financiera a diciembre 31 de 2022, de conformidad con el marco normativo para entidades públicas ...».</i>
3	Revisoría Fiscal	En Opinión del Revisor Fiscal <i>« En mi opinión, los estados financieros adjuntos, tomados de los libros de contabilidad, presentan razonablemente en todos los aspectos significativos, la situación financiera de la Entidad al 31 de diciembre de 2022, el resultado de sus operaciones y sus flujos de efectivo por el año terminado en esa fecha, de conformidad con las Normas de Contabilidad y de Información Financiera aceptadas en Colombia adoptadas por la Contaduría General de la Nación a través de la Resolución 037 de 2017 y Resolución 056 de 2020, Resolución 035 y 0197 de 2021 y Resolución CGN 267 de 2022.».</i>

Fuente: CENS – Elaboración DTGE

4.6. Aspectos financieros

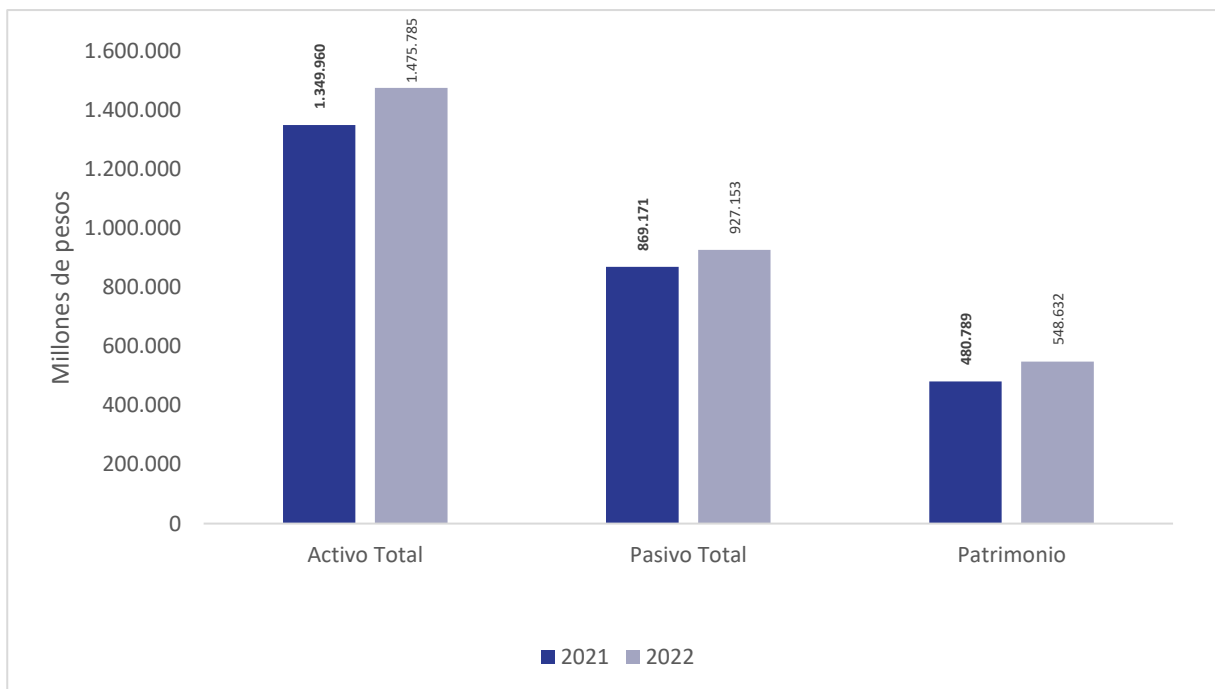
A continuación, se realiza una descripción de los principales componentes de carácter administrativo y financiero que competen al prestador para el año 2022. Se presentará el

balance general (Estado de Situación Financiera) y el Estado de Resultados, flujo de efectivo y la información correspondiente a la evaluación de la gestión y modelo de riesgo año 2021.

➤ **Estado de situación financiera**

El prestador desarrolla las actividades de transmisión, Distribución y Comercialización, en el servicio de energía eléctrica, en el Sistema Interconectado Nacional. La **Figura 2** presenta los valores del activo, pasivo y patrimonio de las vigencias 2021 y 2022.

Figura 2. Composición de las actividades vigiladas CENS SA ESP.



Fuente: SUI – Elaboración DTGE

La **Tabla 5** presenta el Estado de Situación Financiera de la empresa, para la vigencia 2022 y 2021 comparado.

Tabla 5. Estado de situación financiera individual. Comparativos 2021 – 2022.

CONCEPTO FINANCIERO	2022 millones COP	2021 millones COP	Análisis vertical (%)	Análisis horizontal (%)
Efectivo y equivalentes al efectivo	65.477	101.142	4,4	-35,3

CONCEPTO FINANCIERO	2022 millones COP	2021 millones COP	Análisis vertical (%)	Análisis horizontal (%)
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	320.707	191.304	21,7	67,6
Cuentas comerciales por cobrar por venta de bienes corrientes	1.608	1.999	0,1	-19,6
Otras cuentas por cobrar corrientes	13.379	8.998	0,9	48,7
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	335.693	202.301	22,7	65,9
Inventarios corrientes	10.749	10.645	0,7	1,0
Otros activos no financieros corrientes	2.198	1.796	0,1	22,4
Total de activos corrientes	427.672	340.035	29,0	25,8
Propiedades, planta y equipo	1.017.685	975.605	69,0	4,3
Activos intangibles distintos de la plusvalía	19.758	19.122	1,3	3,3
Inversiones contabilizadas utilizando el método de la participación	984	0	0,1	
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos no corrientes	4.948	9.689	0,3	-48,9
Cuentas comerciales por cobrar por venta de bienes no corrientes	1.232	1.342	0,1	-8,2
Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes	2.269	2.536	0,2	-10,5
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes	8.449	13.567	0,6	-37,7
Otros activos financieros no corrientes	84	90	0,0	-6,9
Otros activos no financieros no corrientes	1.152	1.542	0,1	-25,3
Total de activos no corrientes	1.048.113	1.009.926	71,0	3,8

CONCEPTO FINANCIERO	2022 millones COP	2021 millones COP	Análisis vertical (%)	Análisis horizontal (%)
Total de activos	1.475.785	1.349.960	100,0	9,3
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	24.453	21.868	1,7	11,8
Otras provisiones corrientes	12.511	8.878	0,8	40,9
Total provisiones corrientes	36.964	30.746	2,5	20,2
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	137.962	114.714	9,3	20,3
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	137.962	114.714	9,3	20,3
Pasivos por impuestos corrientes, corriente	43.221	20.549	2,9	110,3
Obligaciones financieras corrientes	94.746	85.434	6,4	10,9
Otros pasivos financieros corrientes	465	484	0,0	-3,9
Otros pasivos no financieros corrientes	13.320	12.279	0,9	8,5
Total pasivos corrientes	326.678	264.205	22,1	23,6
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	143.512	179.217	9,7	-19,9
Otras provisiones no corrientes	7.318	5.840	0,5	25,3
Total provisiones no corrientes	150.829	185.057	10,2	-18,5
Otras cuentas comerciales por pagar no corrientes	1.848	27.242	0,1	-93,2
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	1.848	27.242	0,1	-93,2
Pasivo por impuestos diferidos	68.607	67.501	4,6	1,6
Obligaciones financieras no corrientes	378.710	324.411	25,7	16,7
Otros pasivos financieros no corrientes	278	613	0,0	-54,6

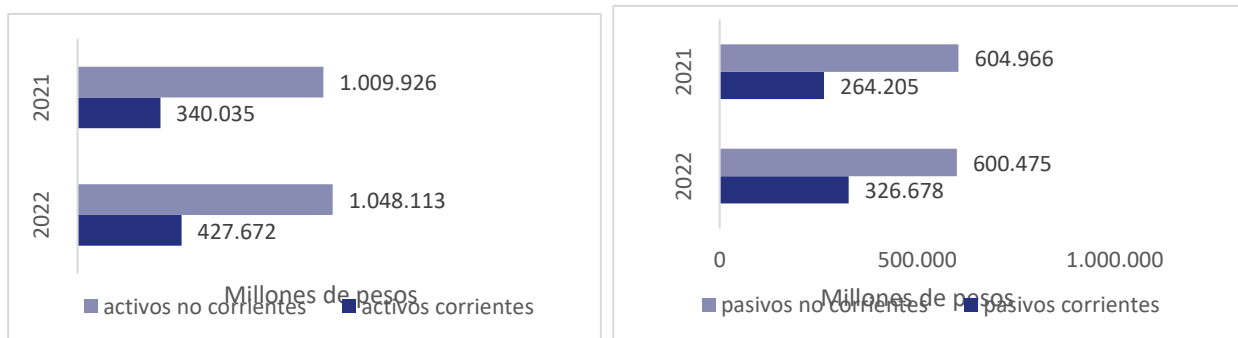
CONCEPTO FINANCIERO	2022 millones COP	2021 millones COP	Análisis vertical (%)	Análisis horizontal (%)
Otros pasivos no financieros no corrientes	203	142	0,0	42,5
Total de pasivos no corrientes	600.475	604.966	40,7	-0,7
Total pasivos	927.153	869.171	62,8	6,7
Capital emitido	7.591	7.591	0,5	0,0
Ganancias acumuladas	496.585	448.580	33,6	10,7
Efectos por adopción NIF	188.824	188.824	12,8	0,0
Otras reservas	43.815	43.815	3,0	0,0
Otras partidas patrimoniales (ORI)	640	-19.198	0,0	-103,3
Patrimonio total	548.632	480.789	37,2	14,1

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

Activos

En cuanto al estado de la situación financiera en la vigencia 2022, CENS, tuvo un activo total de 1,48 billones COP, con un crecimiento del 9,3% frente al año 2021, de los cuales 427 672 millones COP corresponden al activo corriente y 1,05 billones COP a los activos no corrientes; la **Figura 3** la composición a corto y largo plazo del Activo y Pasivo.

Figura 3. Porción Corto y Largo Plazo - Activo y Pasivo 2022 del servicio de energía.



Fuente: XBRL SUI – elaboración: DTGE

El activo corriente presenta una variación del 25,8% y el no corriente del 3,8% (teniendo este último un peso del 71,0% en el total del activo para el 2022). Por su parte, el pasivo corriente se incrementó en un 23,6% y el no corriente decreció en un -0,7%.

El rubro más representativo de la empresa son las Propiedades, planta y equipo, posicionado en 1,02 billones COP, equivalente al 69,0% de los activos totales, con un incremento con respecto al año anterior de 42 080 millones COP. Ver Tabla 6.

Tabla 6 *Composición Propiedad Planta y Equipo. Comparativos 2021 – 2022.*

Detalle Propiedades Planta y Equipo	2022 millones COP	2021 millones COP
Redes de distribución	887.751	826.751
Subestaciones y/o estaciones de regulación	257.456	250.112
Líneas y cables de transmisión	130.720	127.660
Redes, líneas y cables	89.809	73.816
Edificios y casas	63.553	61.080
Terrestre	15.754	14.367
Herramientas y accesorios	13.458	12.027
Equipo de comunicación	9.835	9.066
Plantas, ductos y túneles	9.101	4.015
Urbanos	7.954	7.954
Equipo de computación	7.697	6.919
Muebles y enseres	6.376	6.398
Redes, líneas y cables - Gastos financieros intereses deuda	3.658	1.705
Rurales	2.684	2.684
Equipo de ayuda audiovisual	2.424	2.238
Equipo de centros de control	1.504	1.571

Detalle Propiedades Planta y Eq+uipo	2022 millones COP	2021 millones COP
Edificaciones	881	425
Maquinaria y equipo	661	141
Otra maquinaria y equipo	530	-
Redes, líneas y cables	244	2.476
Equipo y máquina de oficina	241	223
Equipos de comunicación y computación	159	983
De elevación	93	93
Equipo de recreación y deporte	58	58
Bodegas y hangares	19	19
Plantas, ductos y túneles - Gastos financieros intereses deuda	13	-
Depreciación Acumulada (Cr)	-494.947	-437.174
Total Propiedad Planta y Equipo Servicio de Energía	1.017.685	975.605

Fuente: CENS SA ESP – Elaboración DTGE

El rubro más representativo de la propiedad planta y equipo de CENS son las Redes de distribución y líneas y cables de transmisión, con un incremento del 7%, 3% y 2% con respecto al año anterior.

De acuerdo a la manifestado por la empresa el incremento correspondiendo principalmente a la inversión, plan perdidas de Energía CREG, Subestaciones, plan de expansión STN y STR, electrificación rural, compra de redes, reparación de transformadores y una mayor depreciación acumulada.

El siguiente rubro más significativo es el de las cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes (Ver **Tabla 7**), con un incremento del 65,9%, ocasionado principalmente

por el incremento del 67,9% en las cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos y su reducción en las no corrientes en un 37,7% con respecto al año 2021, así:

Tabla 7. Composición de las Cuentas por cobrar 2021 – 2022.

Detalle cuentas por cobrar y otras cuentas por cobrar	2022 millones COP	2021 millones COP
Deudores servicios públicos	360.341	218.285
Préstamos empleados	1.142	1.284
Otros contratos con clientes	1.759	1.448
Otros deudores por cobrar	16.391	12.604
Deterioros	-43.940	-31.320
Total cuentas y otras cuentas por cobrar corrientes	335.693	202.301
Servicio de energía	17.312	22.857
Créditos a empleados	2.257	2.541
Otros deudores	2.131	2.276
Deterioros	-13.252	-14.106
Total cuentas y otras cuentas por cobrar no corrientes	8.448	13.567

Fuente: CENS SA ESP – Elaboración DTGE

La cartera comercial aumentó en 128 274 millones COP, ocasionado principalmente por el incremento de las cuentas por cobrar corrientes del servicio de energía en 88 537 millones COP y de las cuentas por cobrar por subsidios del servicio de energía por valor de 54 835 millones COP.

El efectivo y equivalentes al efectivo presentó una variación del -35,3%. De acuerdo con lo manifestado por la empresa, esta variación corresponde a ingresos por recaudo de energía por 1,09 billones COP, contribuciones y subsidios por 115 138 millones COP, desembolsos de empréstitos largo plazo 129 000 millones COP, entre otros.

Pasivos

En el año 2022 el total de pasivos del servicio de energía de CENS alcanzó los 927 153 millones COP, incrementándose en un 6,7%, por valor de 57 982 millones COP con una participación de 62,8% sobre el activo, Ver **Tabla 8**.

Tabla 8. *Composición de las Cuentas por pagar y otras cuentas por pagar 2021 – 2022.*

Detalle de cuentas por pagar y otras cuentas por pagar	2022 millones COP	2021 millones COP
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	137.962	114.714
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes	1.848	27.242
Total	139.810	141.956

Fuente: CENS SA ESP – Elaboración DTGE

Para la vigencia del 2022, las cuentas por pagar y otras cuentas comerciales por pagar corrientes ascienden a 137 962 millones COP con un incremento con respecto al año anterior del 20,3%, debido principalmente al incremento de las cuentas de bienes y servicios, de los proyectos de inversión y de otros acreedores. El total de las cuentas por pagar y otras cuentas por pagar no corrientes ascendieron a 1 848 millones COP con una reducción del 93,2%, ocasionado por la reducción de los contratos debido a la ejecución de los contratos FAER y FAZNI, pasando de 27 176 a 1 847 millones COP, de acuerdo al prestador «*generada básicamente por el neto de la causación y los pagos de los convenios por contratos de construcción por COP \$24,348 millones; no obstante aumento en Bienes y Servicios COP \$4,288 millones, Proyectos de inversión de COP \$3,991 millones, Servicios por COP \$3,019 millones y Otros acreedores por COP \$10,073 millones*»

Las Obligaciones Financieras corrientes representan el 6,4% del total de los activos con una variación del 10,9%, pasando de 85 434, a 94 746 millones COP y no corrientes con una participación del total del activo del 25,7% con un incremento de 16,7%, con respecto al año 2021. Se componen como se muestra en la **Tabla 9**.

Tabla 9. *Composición de las obligaciones financieras 2021 – 2022.*

Detalle de las obligaciones financieras	2022 millones COP	2021 millones COP
Obligaciones financieras corrientes	94.746	85.434
Obligaciones financieras no corrientes	378.710	324.411

Fuente: CENS SA ESP – Elaboración DTGE

Con un incremento total de 63 611 millones COP que de acuerdo a la Nota 16. Créditos y préstamos de los Estados financieros *“fueron adquiridos con el fin de financiar parte de su capital de trabajo y parcialmente su plan de inversiones, conforme a lo establecido por CENS para el desarrollo y ejecución sus proyectos de inversión”*

Patrimonio

El patrimonio total se ubicó en 548 632 millones COP, con un crecimiento del 14,1% por valor de 67 842 millones COP frente al 2021, representando un 37,2% del activo total. Este crecimiento obedece principalmente al aumento de las ganancias acumuladas con un incremento del 10,7%, por las utilidades generadas durante el año 2022 por valor de 131 200 millones COP.

➤ Estado de Resultado Integral

Teniendo en cuenta las actividades del CENS SA ESP, en el servicio de energía, a continuación (Ver **Tabla 10**), se realiza el análisis de las principales variaciones del Estado de Resultados Integral.

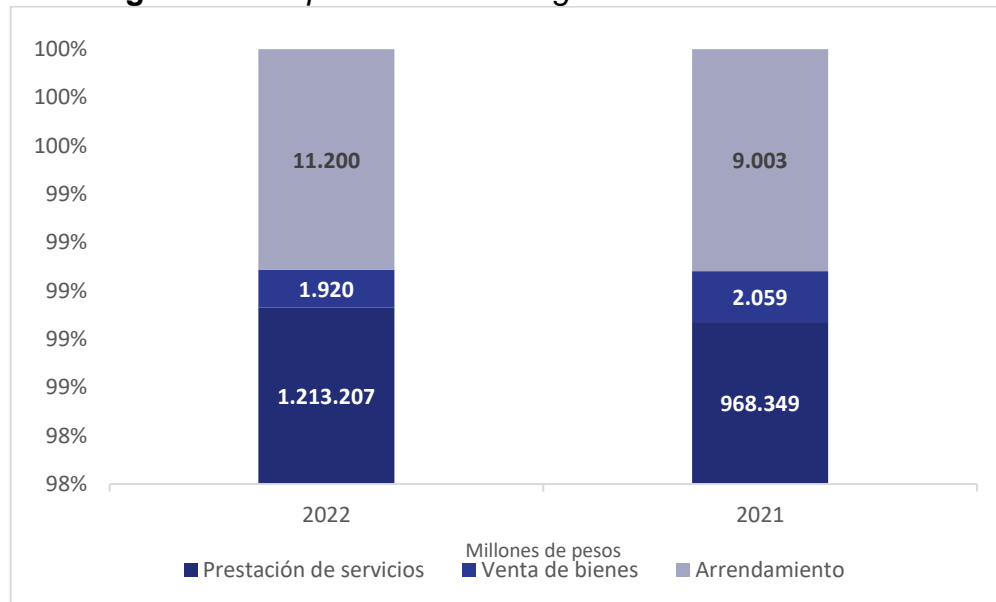
Tabla 10. *Estado de Resultados Integral. Comparativos 2021 – 2022.*

CONCEPTO FINANCIERO	2022 millones COP	2021 millones COP	Análisis vertical (%)	Análisis horizontal (%)
Ingresos de actividades ordinarias	1.226.327	979.412	100,0	25,2
Costo de ventas	908.847	717.963	74,1	26,6

CONCEPTO FINANCIERO	2022 millones COP	2021 millones COP	Análisis vertical (%)	Análisis horizontal (%)
Ganancia bruta	317.480	261.449	25,9	21,4
Otros ingresos	5.829	5.933	0,5	-1,7
Gastos de administración	82.760	64.999	6,7	27,3
Otros gastos	4.318	1.694	0,4	154,9
Ganancia (pérdida) por actividades de operación	236.231	200.688	19,3	17,7
Ganancias (pérdidas) derivadas de la posición monetaria neta	-509	-393	0,0	29,5
Ingresos financieros	22.728	1.282	1,9	1672,2
Costos financieros	44.342	24.683	3,6	79,6
Deterioro de valor de ganancias y reversión de pérdidas por deterioro de valor (pérdidas por deterioro de valor) determinado de acuerdo con la NIIF 9	12.086	5.899	1,0	104,9
Participación en las ganancias (pérdidas) de asociadas y negocios conjuntos que se contabilicen utilizando el método de la participación	29	0	0,0	0,0
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	202.051	170.996	16,5	18,2
Gasto (ingreso) por impuestos, operaciones continuadas	70.851	63.888	0,0	-100,0
Ganancia (pérdida)	131.200	107.107	10,7	22,5

Fuente: SUI XBRL– elaboración: DTGE

Figura 4. Composición de los ingresos de CENS SA ESP.



Fuente: CENS SA ESP – Elaboración DTGE

En el año 2022, los ingresos por actividades ordinarias del CENS fueron de 1,2 billones COP, con un crecimiento del 25,27% frente al 2021, ocasionado por el incremento en los ingresos de la actividad de comercialización de energía pasando de 829 446 a 1 025 434 millones COP, con una variación del 24%. Ver **Figura 4**.

El costo de ventas aumentó en un 26,6%, pasando de 717 963 a 908 847 millones COP, debido principalmente, al incremento en el costo del servicio de energía y las depreciaciones por valor de 906 941 millones COP.

Flujo de Efectivo

Tabla 11. Flujo de efectivo servicio energía 2021 2022.

Estados de Flujos de Efectivo	2022	2021
	millones COP	millones COP
Ganancia (pérdida)	131.200	107.107
Flujo de efectivo - Actividades de operación	108.215	134.923
Flujo de efectivo - Actividades de inversión	-108.833	-79.716

Estados de Flujos de Efectivo	2022	2021
	millones COP	millones COP
Flujo de efectivo - Actividades de financiación	-35.665	-87.312
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del periodo	101.142	133.248
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del periodo	65.477	101.142

Fuente: SUI – elaboración DTGE

Durante el año 2022, el efectivo disponible por parte de la empresa se redujo en 35 665 millones COP, quedando un total de 65 477 millones COP. Este decrecimiento obedece a un flujo neto de efectivo negativo en las actividades de operación por 29 117 millones COP, en las actividades de inversión de 29 117 millones COP, y las de financiación en 51 647 millones COP. Ver **Tabla 11**

Evaluación de la gestión y modelo de riesgo

Tabla 12. Evaluación de la gestión - Comparativos 2022 – 2021.

Indicador	2022	2021	Referente CREG 2022	Evaluación
Razón Corriente (veces)	1,31	1,29	1,84	No cumple
Rotación de Cuentas por Cobrar (días)	111,40	89,86	45,96	No cumple
Rotación de Cuentas por Pagar (días)	0,00	0,00	24,93	Cumple
Margen Operacional (%)	27,49	29,24	25,00	Cumple
Cubrimiento de gastos financieros (veces)	7,64	11,67	64,6	No cumple

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

De acuerdo con lo manifestado por el prestador, el indicador de cuentas por pagar se encuentra en 0 debido a que la clasificación de las cuentas por pagar en el XBRL se hace en su totalidad en las “otras cuentas por pagar” y no en las cuentas comerciales por pagar del servicio. Como parte de la reunión financiera de la evaluación integral, se estableció que el

prestador deberá solicitar la reversión de la información, incluyendo el rubro de cuentas por pagar.

La evaluación de la gestión es realizada anualmente por esta Superintendencia, a partir de lo dispuesto en las Resoluciones CREG 072 de 2002 y 034 de 2004, sirve como un instrumento de análisis y medición de la robustez y calidad de la gestión empresarial de los prestadores del servicio público domiciliario. Adicionalmente, se busca que los auditores externos de gestión puedan utilizar estos criterios como base para sus propios análisis financieros.

Los resultados de la evaluación de la gestión del año 2022, que se realiza con base en los referentes calculados con la metodología CREG, para cinco indicadores financieros, muestran que CENS cumple con el de margen operacional, alcanzando el 27,49%, frente al 25,00% que se toma como referente mínimo.

Como se puede observar en la Tabla 12, la empresa no cumple con tres de los cinco referentes. A pesar de que no cumplen con los referentes, no presentan una situación crítica o de alerta.

4.7. Aspectos comerciales

La Tabla 13 muestra la información reportada en el SUI para la vigencia 2022, CENS SA ESP cuenta con un promedio mensual de 584.288 suscriptores en el mercado de comercialización «NORTE DE SANTANDER», con una variación positiva respecto a la anualidad 2021 del 3,32%, teniendo los siguientes datos por estrato y sector:

Tabla 13. Cantidad de usuarios promedio 2022 por estrato.

Estrato/Sector	Descripción	2021	2022	Variación %
1	Estrato 1	183.935	194.052	5,50%
2	Estrato 2	238.964	243.222	1,78%
3	Estrato 3	69.514	71.703	3,15%
4	Estrato 4	24.508	25.214	2,88%
5	Estrato 5	4.344	4.486	3,26%
6	Estrato 6	628	644	2,59%
I	Industrial	1.352	1.459	7,91%
C	Comercial	34.371	35.247	2,55%
O	Oficial	4.359	4.392	0,77%
P	Provisional	1.420	1.736	22,27%

Estrato/Sector	Descripción	2021	2022	Variación %
AP	Alumbrado Público	85	111	30,91%
Promedio mensual		565.500	582.266	3,32%

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

La variación se evidencia principalmente para el uso no residencial: «Provisional» y «Alumbrado Público» con una variación positiva del 22,27% y 30,91% respectivamente.

En cuanto a los usuarios residenciales los estratos con mayor incremento son: estrato 1, con el 5,50% teniendo un crecimiento de 10.117 suscriptores que en promedio se incrementaron con relación a 2021, seguido del estrato 5 con el 3,26% de variación con un incremento de 142 suscriptores.

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 CENS SA ESP.

Tipo de Usuario	Cantidad
Usuarios Regulados	552.580
Usuarios no Regulados	0

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

Tal como se puede observar en la Tabla 14, el 100% de los usuarios son regulados, no atiende usuarios no regulados al cierre de la vigencia 2022. Lo anterior, debido a que el mercado no regulado de las empresas del Grupo EPM es atendido directamente por Empresas Públicas de Medellín.

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

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Alumbrado Público	Total General
NORTE DE SANTANDER												
ÁBREGO	2833	6.703	1	9	0	0	7	167	144	11	2	9.877
AGUASCLARAS	99	21	0	0	0	0	0	2	0	5	0	127
ARBOLEDAS	412	1.965	1	2	0	0	2	19	81	6	1	2.489
BOCHALEMA	48	2.355	284	3	0	0	18	86	47	16	1	2.858
BUCARASICA	146	1.113	0	0	0	0	1	9	40	0	1	1.310
CÁCHIRA	547	2.626	1	3	0	0	1	31	78	6	1	3.294

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Alumbrado Público	Total General
CÁCOTA	176	820	1	1	0	0	8	19	30	3	1	1.059
CAMPO DOS	9	113	0	0	0	0	0	9	0	0	0	131
CARMEN DE TONCHALÁ	88	141	1	0	0	0	0	2	2	0	0	234
CHINÁCOTA	858	4.121	1.861	426	0	0	15	424	70	147	5	7.927
CHITAGÁ	607	2.612	5	1	0	0	6	78	62	7	1	3.379
CONVENCIÓN	2.582	3.264	282	3	0	0	1	74	112	4	1	6.323
CUCUTILLA	251	2.281	0	1	0	0	1	19	70	0	1	2.624
DURANIA	346	1.204	243	0	0	0	6	34	44	9	1	1.887
EL CARMEN	1.886	1.925	1	7	0	0	3	40	86	5	1	3.954
EL GUAMAL	4	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	7
EL TARRA	3.971	2.679	13	5	0	0	3	60	86	16	2	6.835
EL ZULIA	2.244	5.858	554	14	0	0	78	324	81	22	2	9.177
FILO GRINGO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GRAMALOTE	598	1.692	0	0	0	0	1	7	55	10	1	2.364
HACARÍ	1.176	1.834	0	0	0	0	1	20	82	0	1	3.114
HERRÁN	30	774	28	1	0	0	0	10	35	0	1	879
JUAN FRÍO	72	302	0	0	0	0	10	7	3	0	0	394
LA CARRERA	1	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
LA DONJUANA	0	44	0	1	0	0	0	1	0	0	0	46
LA ESPERANZA	1.161	582	2	7	0	0	0	13	47	1	1	1.814
LA GABARRA	0	92	0	0	0	0	0	7	2	1	0	102
LA GARITA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
LA LAGUNA	3	35	0	0	0	0	0	3	3	0	0	44
LA PLAYA	363	1.958	1	1	0	0	1	13	56	0	1	2.394
LA VICTORIA	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
LABATECA	136	2.006	3	0	0	0	4	33	56	0	1	2.239
LAS MERCEDES	0	40	0	3	0	0	0	0	0	0	0	43
LOS PATIOS	3.738	19.869	4.536	944	1.165	409	83	1.316	94	180	4	32.338
LOURDES	72	1.176	2	1	0	0	0	10	39	3	1	1.304
LUIS VERO	0	1	0	0	0	0	1	0	1	0	0	3
MUTISCUA	23	1.257	5	0	0	0	6	28	36	6	1	1.362
OCAÑA	20.053	13.079	6.259	1.552	0	0	37	3.913	259	170	1	45.323
PACCELLY	1	39	0	0	0	0	0	0	1	0	0	41
PAMPLONA	3.450	7.248	5.356	1.414	0	0	45	1.886	151	71	1	19.622
PAMPLONITA	130	1.835	54	1	0	0	6	34	48	6	1	2.115

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Alumbrado Público	Total General
PUEBLO NUEVO	11	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	12
PUERTO SANTANDER	388	2.535	3	1	0	0	6	420	41	3	1	3.398
RAGONVALIA	88	1.578	1	1	0	0	3	28	39	0	1	1.739
SALAZAR DE LAS PALMAS	1.292	1.435	58	3	0	0	19	77	71	10	1	2.966
SAMORE	0	1	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1
SAN BERNARDO DE BATA	5	21	0	0	0	0	0	0	1	0	0	27
SAN CALIXTO	1.563	1.049	0	3	0	0	0	29	76	0	1	2.721
SAN CAYETANO	832	1.705	2	1	0	0	24	48	32	16	1	2.661
SAN JOSÉ DE CÚCUTA	82.056	90.306	39.363	18.282	3.186	234	832	20.451	948	507	24	256.189
SANTIAGO	165	709	11	1	0	0	11	26	38	4	2	967
SARDINATA	2.329	3.172	92	5	0	0	30	209	89	12	1	5.939
SILOS	180	1.683	3	2	0	0	2	21	43	1	1	1.936
TEORAMA	2.981	2.483	0	2	0	0	1	47	103	2	2	5.621
TIBÚ	4.818	10.868	75	14	0	0	26	584	180	24	1	16.590
TOLEDO	229	4.485	366	19	0	0	12	151	118	11	2	5.393
VILLA CARO	95	1.528	2	0	0	0	1	5	48	1	1	1.681
VILLA DEL ROSARIO	11.985	9.189	9.644	2.106	134	0	74	1.365	109	233	4	34.843
BOGOTÁ, D. C.												
BOGOTÁ, DISTRITO CAPITAL	0	0	0	0	0	0	0	1	0	0	0	1
BOLIVAR												
BODEGA CENTRAL	60	1	0	0	0	0	0	1	0	0	0	62
EL DIQUE	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2
LAS PAILAS	8	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	8
MORALES	2.754	788	12	10	0	0	3	89	49	30	8	3.743
RÍO VIEJO	122	7	0	0	0	0	0	2	1	1	0	133
SIMITÍ	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2	0	2
BOYACÁ												
CUBARÁ	160	382	7	0	0	0	0	1	15	0	0	565
CESAR												
AGUACHICA	24.151	8.973	2.206	318	0	0	32	2.321	148	109	3	38.261
AYACUCHO	128	10	0	0	0	0	0	2	1	0	0	141
BESOTE	211	62	0	1	0	0	0	7	6	1	0	288
BÚRBURA	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
GAMARRA	2.212	2.096	14	5	0	0	7	179	66	14	2	4.595
GONZÁLEZ	147	981	0	0	0	0	1	10	32	5	5	1.181
LA GLORIA	1.317	556	22	8	0	0	4	57	29	10	7	2.010

Municipio	Estrato 1	Estrato 2	Estrato 3	Estrato 4	Estrato 5	Estrato 6	Industrial	Comercial	Oficial	Provisional	Alumbrado Público	Total General
LA MATA	124	21	0	0	0	0	0	2	1	0	0	148
LOMA DE CORREDOR	6	0	0	0	0	0	0	1	2	0	0	9
PAILITAS	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
PELAYA	3.922	686	73	9	0	0	2	252	29	11	1	4.985
PUERTO MOSQUITO	6	3	1	0	0	0	0	0	0	0	0	10
PUERTO PATIÑO	18	2	0	0	0	0	0	0	0	0	0	20
PUERTO VIEJO	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
RÍO DE ORO	1.469	2.191	238	13	0	0	9	138	55	6	1	4.120
SAN ALBERTO	31	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	31
SAN MARTÍN	45	9	0	0	0	0	0	0	0	0	0	54
SANTANDER												
CERRITO	0	5	0	0	0	0	0	0	0	0	0	5
EL PLAYÓN	3	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	3
Total	194.027	243.190	71.687	25.214	4.486	644	1.459	35.247	4.392	1.736	111	582.097

Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

Inicialmente, debe tenerse presente que, CENS – OR, debido a la cercanía de sus redes con municipios de otros departamentos, es quien presta el servicio en dicha área. Lo anterior, para ilustrar que el mercado Norte de Santander no corresponde exclusivamente a municipios de dicho departamento.

De igual forma, como se puede observar en la Tabla 15 la mayoría de los suscriptores del prestador pertenecen a estratos residenciales, representando el 92,6% del total atendido. Dentro de los usuarios residenciales, los estratos 1, 2 y 3 suman un promedio total de 508.977 suscriptores atendidos, lo que equivale al 87%.

Los municipios atendidos por el prestador CENS S.A. ESP. con mayor número de suscriptores atendidos son: San José de Cúcuta con una representatividad del 44% del total de suscriptores atendidos, siendo el municipio con mayor número de usuarios.

Los municipios que le siguen se encuentran dentro de la escala del 7% al 2% que en su orden descendente se enuncian a así: Ocaña, Aguachica, Villa del Rosario, Los Patios, Pamplona y Tibú, este segmento corresponde al 32% de suscriptores.

Se resalta que, dentro de la información reportada por el prestador, se identificaron usuarios ubicados en Bogotá D.C. y Santander en los municipios de Bucaramanga, Cerrito y El Playón; por lo que es necesario que se brinden las aclaraciones respectivas, toda vez que, presuntamente, se trate de errores de reporte de esta información al SUI.

A continuación, se muestra la ubicación y distribución del mercado atendido por el prestador a nivel nacional a corte de 2022: Ver Figura 5

Figura 5. *Ubicación de municipios atendidos por CENS SA ESP, 2022.*

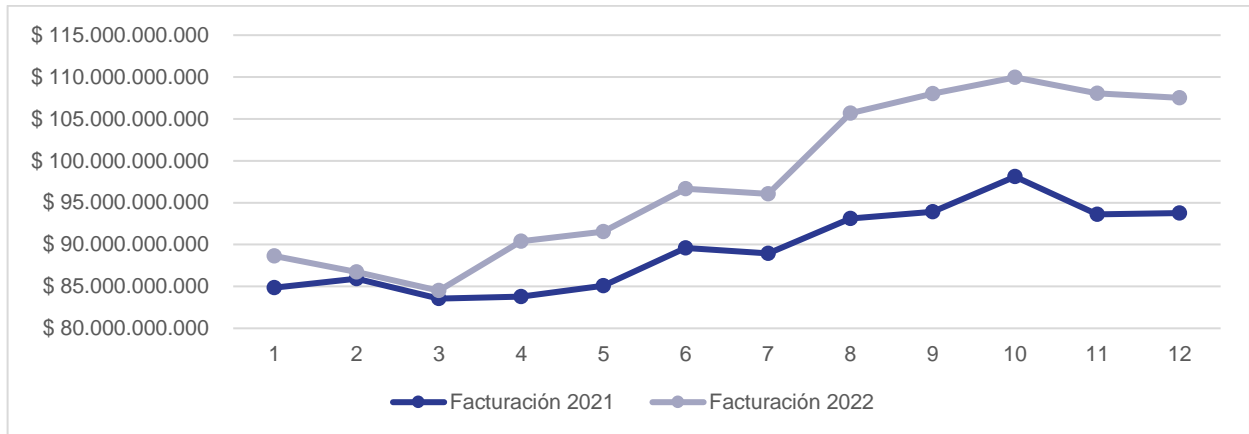


Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

Por otro lado, la facturación total de CENS SA ESP, para el año 2022 fue de \$1.173.810.504.485 lo cual significó un aumento con relación al 2021 de \$ 99.553.532.917 o lo

que es bien, un aumento porcentual de 4,4%. Este aumento fue más notorio para los meses de abril a diciembre del 2022.

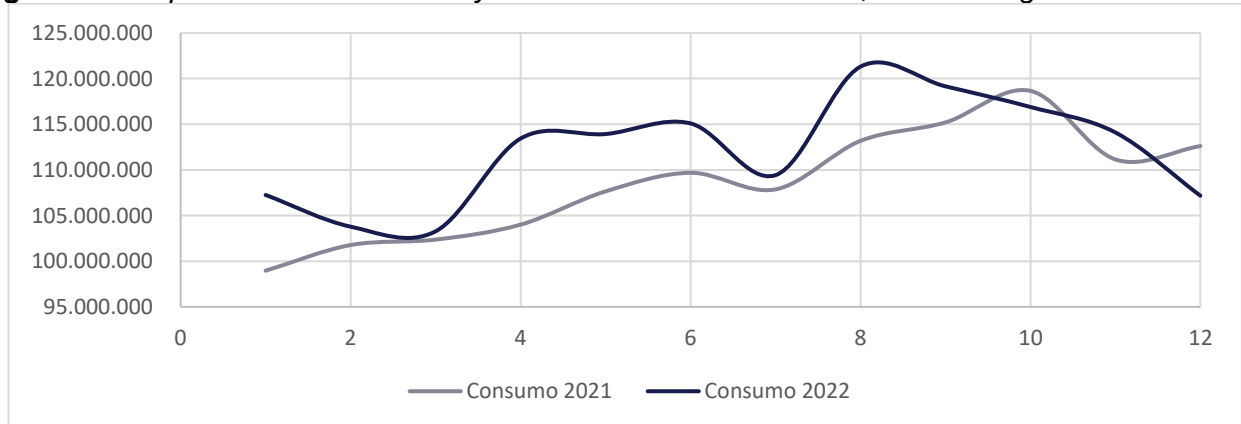
Figura 6. Comparativo de facturación y consumo de CENS SA ESP, entre las vigencias 2021-2022.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

La Figura 6 contiene el comportamiento de los valores facturados (en el eje Y) durante las líneas de tiempo 2021 en comparación con 2022 (en el eje X).

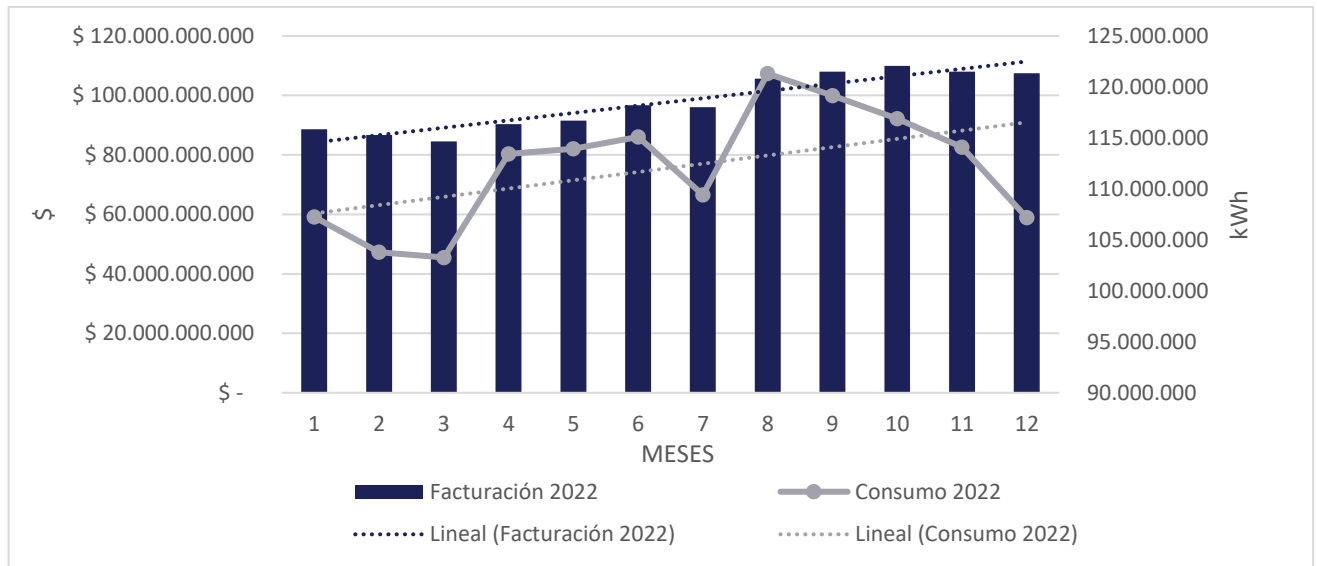
Figura 7. Comparativo de facturación y consumo de CENS SA ESP, entre las vigencias 2021-2022.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

En línea con la facturación generada para las vigencias 2021 y 2022, se presentan los consumos con aumento del 1,6% de 2021 a 2022, con un mayor consumo para el mes de agosto de 2022 y una disminución para el mes de diciembre durante la vigencia 2022 en comparación con la misma fecha del año anterior. Ver Figura 7.

Figura 8. Paralelo de facturación y consumo de CENS SA ESP, para la vigencia 2022.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP



Tal como se observa en la Figura 8, se presenta variación en el consumo reportado y respecto a la variable de facturación se presenta una tendencia al aumento, principalmente a partir del mes de agosto.

4.7.1. Aspectos de facturación de usuarios Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y energía reactiva

Con relación a este aspecto, se aborda el proceso operativo del sistema de facturación para los usuarios AGPE, seguido del procedimiento para participar en el control automático de tensión y así evitar el cobro de energía reactiva, ya sea inductiva o capacitiva.

Facturación a usuarios AGPE

La empresa realiza el registro de los usuarios AGPE de acuerdo con su proceso interno. Para realizar la liquidación a estos usuarios, lo primero que hace es descargar los precios de bolsa en su versión final, esto lo realiza el día 10 de cada mes para así poder realizar su procesamiento y carguen el sistema comercial de CENS. Una vez se tienen los precios de bolsa, el grupo de teled medida remite las matrices con los distintos consumos de los usuarios AGPE. Estos

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



consumos pueden ser liquidados tanto individual como masivamente, en el proceso de liquidación el sistema puede presentar errores los cuales son analizados de manera individual ya que generalmente están asociados a los registros y fechas de corte o periodos de facturación de cada usuario.

Para realizar la liquidación se debe hacer el cargue de las matrices de consumo y realizar la liquidación mediante el cruce de energía importada menos la energía exportada dando como resultado el consumo facturable. Una vez realizado este proceso, sobre el valor resultado del consumo facturable se realiza la aplicación de los subsidios y contribuciones. Por último, con relación a los ajustes que debió realizar la empresa con el objeto de incorporar el consumo facturable del usuario AGPE como consecuencia de la expedición de la Resolución CREG 135 de 2021, CENS creó el proceso operativo AGPE_EXCEDENTES y AGPE_AJUSTES, para así realizar el reporte que consta de 14 campos entre los cuales se tienen consumos, valores a pagar y los valores congelados y descongelados para los últimos seis meses, y finalmente así liquidar los usuarios AGPE.

Con relación al reconocimiento de excedentes de los usuarios AGPE, estos son liquidados mensualmente a través de la factura del servicio de energía, y, de quedar algún saldo a su favor, son consignados en la cuenta bancaria registrada.

Energía Reactiva

Respecto de la energía reactiva, se consultó a la empresa por aquellos usuarios a los que se les estaba aplicando cobro por concepto de energía reactiva de conformidad con lo establecido en la Resolución CREG 015 de 2018. En particular, se analizaron los casos en los cuales se tenía un factor multiplicador M mayor a 1. De forma general, la empresa realiza una correcta aplicación del factor multiplicador a excepción de la condición de incremento luego del reinicio. Al respecto la regulación establece que, «*si el transporte de energía reactiva en exceso sobre el límite desaparece durante más de tres meses consecutivos, la variable reiniciará a partir de 1*». Significa esto que luego de tres meses en que no haya existido condición de exceso de transporte de energía reactiva, el valor del factor multiplicador vuelve a reiniciarse a uno; según

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

lo dispuesto en la regulación, posterior a ese reinicio deben transcurrir nuevamente 12 meses en los que se presente la condición de exceso antes de que el factor M vuelva a incrementar a 2. En palabras de la CREG: «*independientemente de que sea posterior a un reinicio del esquema o no, la variable M aumentará de 1 a 2 cuando transcurran 12 meses*»¹.

El procedimiento que realiza la empresa da cuenta de que, luego del reinicio a 1 del factor multiplicador, al presentarse nuevamente la condición de exceso de transporte de energía reactiva, el factor M incrementa a 2 sin que antes transcurran 12 meses.



4.7.2. Medición

Respecto del Código de Medida se consulta a la empresa por los elementos del sistema de medición de sus fronteras con reporte al ASIC. En ese sentido, se solicita una base de datos de sus fronteras comerciales la cual contenga información de los elementos del sistema de medición de dichas fronteras en cuanto a la clase de exactitud, las fechas de puesta en servicio, mantenimientos, entre otra. De la información que remite la empresa y de los archivos que reposan en las hojas de vida de las fronteras comerciales, es posible evidenciar el cumplimiento del Código de Medida en cuanto a las características que deben tener los elementos del sistema de medición.

Adicionalmente, se hace verificación de las comunicaciones de sus fronteras con el Centro de Gestión de Medida y de este con XM, de lo cual se evidencia el cumplimiento de Código de Medida respecto de los apartes relacionados a la información y la seguridad de esta. Se evidencia cumplimiento al Acuerdo CNO 1043 de 2018.

Otro aspecto evaluado está relacionado con el artículo 19 del Código de Medida, este establece:

¹ Radicado CREG E2023004354. En respuesta a Solicitud de concepto sobre aplicación del factor multiplicador M realizado por la DTGE.

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

ARTÍCULO 19. UBICACIÓN DE LAS FRONTERAS COMERCIALES. El punto de medición debe coincidir con el punto de conexión. En el caso de que la conexión se realice a través de un transformador, el punto de medición debe ubicarse en el lado de alta tensión del transformador.

En ese sentido se solicitó a la empresa una base de datos de los usuarios que se encontraran conectados a través de activos de conexión y en la cual se informara la ubicación del punto de medición y del punto de conexión. Se evidencia de la información reportada que existe un número significativo de usuarios que no cumplen con lo estipulado en el citado artículo. La empresa informa estar realizando las gestiones para normalizar a estos usuarios, remite, como soporte, copia del documento de oferta de normalización a clientes donde presenta las necesidades y beneficios de realizar las adecuaciones a los sistemas de medición; así como la evidencia de los procesos con algunos clientes en específico. Desde la DTGE se hará seguimiento al proceso de normalización de estos usuarios.



Reclamaciones por concepto de medición

La empresa presenta los siguientes indicadores en cuanto a las reclamaciones por temas relacionados a la medición:

Con el fin de disminuir las inconformidades de los usuarios relacionados con la medición del consumo para las vigencias 2021 y 2022, desde la organización se han realizado distintas actividades, entre las cuales se destacan:

- Apoyo en la disminución a través del seguimiento mensual a los reclamos atribuibles a facturación por los motivos de inconformidad del consumo, consumo promedio y error de lectura, como resultado se tienen los siguientes indicadores:

Indicador 2021: se obtuvo 3,44 de la meta de 5 reclamos atribuibles a facturación por cada 10000 usuarios

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



Indicador 2022: se obtuvo 2,69 de la meta de 4 reclamos atribuibles a facturación por cada 10000 usuarios

Adicional a lo anterior, se implementaron las siguientes soluciones:

- Iniciativa Facturación en sitio: Los clientes y usuarios pueden obtener su factura al instante en el que le toman la lectura de su medidor. Para el 2022 se incluyeron 75 799 y en la vigencia 2021 se incluyeron 34 094 usuarios.
- Creación de WhatsApp y e-mail de consumo promedio: Cuando CENS no pueda tomar la lectura en terreno del medidor instalado en el inmueble, se procede a facturar por consumo promedio, sin embargo, la empresa habilitó dos medios de recepción (WhatsApp: 3232728536 y E-mail: consumo.promedio@cens.com.co) con el propósito de ofrecer al usuario la opción de reportar la foto de su medidor donde se visualice la lectura y el número de serie del medidor, de esta forma CENS puede ajustar y liquidar el consumo con la lectura real.
- Potencialización de los canales virtuales de atención para que pueda realizar su comunicación con CENS SA ESP desde cualquier lugar sin tener que desplazarse a una oficina física.
- Seguimiento y socialización con el contratista de los errores de lectura y las no entregas de factura que afectan la facturación y los pagos del usuario.
- Creación e implementación de un plan de incentivos y penalizaciones a través de los contratos con terceros para afianzar la efectividad de las tareas
- Socialización mensual de los resultados de los indicadores de quejas y reclamos con el equipo directivo y líderes de la organización buscando acciones de mejora sobre las causas que originan inconformidad en los clientes y usuarios.

4.7.3. Reglamento de comercialización

Se consulta a la empresa por las solicitudes de cambio de comercializador. De los soportes remitidos por CENS se evidencia que, de las 64 solicitudes reportadas para las vigencias 2021 y 2022, la respuesta a la solicitud de la emisión de paz y salvo se ha dado, en todos los casos,

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

dentro de los términos que establece la regulación. Si bien se evidencian algunas situaciones en los cuales la emisión del paz y salvo se ha realizado en fechas muy posteriores a la solicitud, la regulación es obligante en cuanto a la respuesta que debe darse a la solicitud en los términos que establece el artículo 56 de la Resolución CREG 156 de 2011 y en ese sentido la empresa da cumplimiento a este aspecto.

4.7.4. Subsidios FSSRI y FOES

A continuación, se relacionan los hechos más relevantes relacionados al tema de los subsidios del FSSRI y el FOES. Contribuciones y Subsidios - Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI).

Como se mencionó a lo largo del documento, el prestador CENS SA ESP, es un comercializador que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios 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 suscriptores con beneficio de subsidios y de Fondo de Energía Social (FOES) (esta temática será abordada más adelante), así como usuarios sujetos de contribución. El prestador 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:

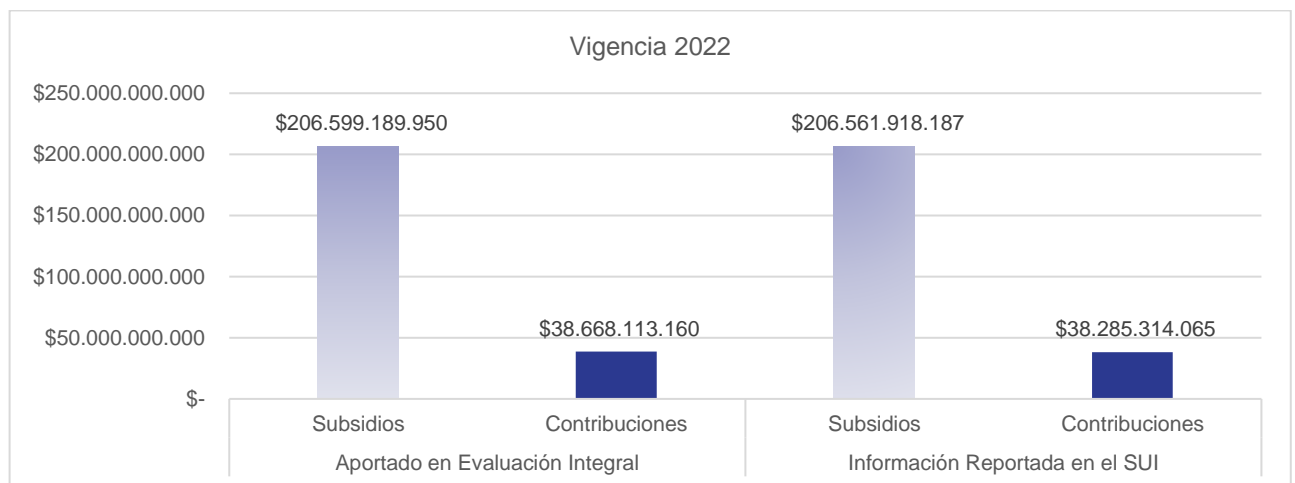
Resolución SSPD 20102400008055 del 16 de marzo de 2010. «Se unifica en un solo acto administrativo la normatividad expedida en el sector de Energía Eléctrica para el cargue de Información al Sistema Único de Información SUI»: Formato 2. «Información Comercial Residencial» y Formato 3. Información Comercial No Residencial.

Resoluciones SSPD 20192200020155 del 25 de junio de 2019 y 20212200012515 del 26 de marzo de 2021. «Por la cual se expiden los lineamientos para el cargue de información al Sistema

Único de Información - SUI aplicable a los prestadores del servicio público de energía eléctrica del Sistema Interconectado Nacional – SIN»: 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, S9. Facturas Base Aplicación FOES y S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su No Recaudo.



Para iniciar la revisión de información de subsidios y contribuciones, se hace la comparación sobre la consistencia de la información remitida por el prestador en el marco de la presente integral, y la información reportada en el Sistema Único de Información (SUI), 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 9 Subsidios SUI – Subsidios enviado por el prestador CENS SA ESP, para la vigencia 2022.



Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

Tal como se observa en la Figura 9, el prestador presenta una información con variaciones entre lo reportado y lo cargado al SUI.

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

Estas variaciones obedecen en su mayoría a valores inferiores reportados en el SUI respecto a la información aportada como insumo para la realización de la presente evaluación integral, siendo las diferencias en subsidios otorgados que suman un total de (-37.271.763) y en contribuciones facturadas de (-\$ 382.799.095) para la vigencia 2022.

Es de advertir que, en algunos meses para las contribuciones facturadas se presentaron diferencias positivas, es decir valores reportados en el SUI superiores a los aportados por el prestador para la evaluación integral, estos meses corresponden a: enero, febrero, marzo y mayo de 2022.

Adicionalmente, la fuente empleada por el prestador de la información aportada corresponde al formato F1E trimestral reportado al Ministerio de Minas y Energía, que hace parte del procedimiento establecido por el Ministerio para la conciliación trimestral de subsidios y contribuciones. Ver Tabla 16.



Si bien, durante el desarrollo de la evaluación integral en la reunión realizada el pasado 15 de junio de 2023, se dejó establecido el compromiso de revisar y/o proceder con la reversión del formato TC2 del cual se realizó la consulta de la información presentada.

Se tuvo acceso a los archivos remitidos por el prestador el pasado 4 de julio de 2023, en cumplimiento de los compromisos establecidos en la mencionada reunión, recibiendo archivos titulados: «diferencias_subsidios_sui» y «diferencias_contribuciones_sui».

No obstante, no es clara la información aportada por el prestador en las citadas hojas de cálculo, sobre todo, en los títulos empleados como «SUBSIDIOS TC2» y «CONTRIBUCIONES TC2» respectivamente; puesto que, persisten las diferencias y se desconoce el origen de la información contenida en dichas hojas.

Tabla 16. Información aportada por CENS SA ESP, posterior a la verificación inicial realizada por esta DTGE.

PERIODO	SUBSIDIOS TC2 (\$)	SUBSIDIOS CONTABILIDAD (\$)	DIFERENCIAS (\$)
202201	-15.383.896.956	-15.383.894.141	-2.815
202202	-15.100.487.668	-15.100.433.162	-54.506
202203	-15.011.588.781	-15.011.588.781	0

 Superservicios Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
--	--	---

PERIODO	SUBSIDIOS TC2 (\$)	SUBSIDIOS CONTABILIDAD (\$)	DIFERENCIAS (\$)
202204	-16.019.667.051	-16.019.667.051	0
202205	-16.042.620.607	-16.042.620.607	0
202206	-16.944.688.498	-16.944.661.043	-27.455
202207	-17.254.246.146	-17.254.277.266	31.120
202208	-18.749.841.951	-18.749.841.951	0
202209	-19.290.561.467	-19.290.684.272	122.805
202210	-19.387.702.666	-19.387.702.666	0
202211	-19.297.293.319	-19.297.293.319	0
202212	-18.116.524.098	-18.116.524.098	0

Fuente: Información aportada por el prestador el 04/07/2023

En la Tabla 17 se presenta la información del SUI de la variable «Subsidios Otorgados».

Tabla 17. Información de subsidios otorgados reportada en el SUI para la vigencia 2022.

MES	FORMATO CONSULTADO	SUBSIDIOS OTORGADOS (\$)
1	TC2 RES 12515	15.377.800.135
2	TC2 RES 12515	15.092.241.621
3	TC2 RES 12515	15.007.118.257
4	TC2 RES 12515	16.051.732.712
5	TC2 RES 12515	16.037.334.093
6	TC2 RES 12515	16.933.787.807
7	TC2 RES 12515	17.247.563.842
8	TC2 RES 12515	18.741.748.763
9	TC2 RES 12515	19.281.961.830
10	TC2 RES 12515	19.381.039.584
11	TC2 RES 12515	19.292.967.576
12	TC2 RES 12515	18.116.621.967
TOTAL ANUALIDAD		206.379.508.512

Fuente: Elaboración propia datos SUI

Es de considerar que, la información de la Figura 9, fue presentada y remitida vía correo electrónico al prestador en las hojas de cálculo y reportes extraídos del SUI, con la finalidad de facilitar el proceso de revisión y ajuste de la información.

Y contiene las columnas tomadas del formato TC2, que para el caso de subsidios corresponde a las variables: 21. Valor Subsidio Usuario (\$), 22. Valor Refacturación del Subsidio Usuario (\$) del citado formato de acuerdo con la Res. SSPD No. 12515 de 2021.

En cuanto a contribuciones facturadas el prestador allegó en formato Excel los siguientes datos (Ver Tabla 18 y Tabla 19):



 Superservicios Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
--	--	---

Tabla 18. Información de subsidios otorgados reportada en el SUI para la vigencia 2022.

PERIODO	CONTRIBUCIONES TC2 (\$)	CONTRIBUCIONES CONTABILIDAD (\$)	DIFERENCIAS (\$)
202201	3.094.058.989	2.664.840.846	429.218.143
202202	3.188.597.083	2.679.868.493	508.728.590
202203	3.048.628.508	2.636.032.125	412.596.383
202204	3.348.246.108	2.912.913.102	435.333.006
202205	3.480.447.994	3.049.673.965	430.774.029
202206	3.684.412.201	3.200.943.030	483.469.171
202207	3.088.760.290	3.088.760.290	0
202208	3.678.791.904	3.678.788.964	2.940
202209	3.823.079.429	3.823.365.223	-285.794
202210	3.795.855.077	3.803.853.993	-7.998.916
202211	3.642.461.165	3.639.566.964	2.894.201
202212	3.490.522.315	3.487.429.900	3.092.415

Fuente: Información aportada por el prestador el 04/07/2023.



A continuación, se presenta la información del SUI de la variable «Contribuciones Facturadas»:

Tabla 19. Información de contribuciones facturadas reportada en el SUI para la vigencia 2022.

MES	FORMATO CONSULTADO	CONTRIBUCIONES FACTURADAS (\$)
1	TC2 RES 12515	2.668.428.328
2	TC2 RES 12515	2.683.774.988
3	TC2 RES 12515	2.638.960.417
4	TC2 RES 12515	2.767.843.592
5	TC2 RES 12515	3.050.440.970
6	TC2 RES 12515	3.190.918.994
7	TC2 RES 12515	3.050.205.189
8	TC2 RES 12515	3.648.473.250
9	TC2 RES 12515	3.787.418.096
10	TC2 RES 12515	3.749.372.937
11	TC2 RES 12515	3.605.055.809
12	TC2 RES 12515	3.444.421.495
TOTAL ANUALIDAD		38.285.314.065

Fuente: Elaboración propia datos SUI.

Al confrontar la información allegada por el prestador previo al desarrollo de la evaluación integral y la remitida el pasado 4 de julio de 2023, se encuentra que corresponde a los mismos datos, sin embargo, no se encuentran las sustentaciones respectivas sobre las diferencias presentadas.

 Superservicios Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
--	--	---

Valga considerar que en el formato TC2 los valores de contribuciones facturadas consideradas en el ejercicio de validación corresponden a los campos 26. Valor de la Contribución (\$) y 27. Valor Refacturación de la Contribución (\$) del citado formato de acuerdo con la Res. SSPD n.º 12515 de 2021.

Por lo anterior, persisten las diferencias presentadas respecto a la información aportada y la reportada en el SUI, Ver Tabla 20.

Tabla 20. Información reportada en el SUI de los diferentes componentes de Subsidios y Contribuciones analizados en las Conciliaciones para la vigencia 2022.

	TC2	S1	TC2	S1	S1	S10	S1	S10	S1	S2
	SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)
T1	45.452.456.799	45.495.916.613	7.991.163.733	7.980.650.796	18.115.185	18.115.185	67.914.171	67.914.171	33.058.270.699	33.058.270.699
T2	49.017.103.083	49.006.949.531	9.009.203.556	9.163.530.097	9.643.666	9.643.666	82.327.062	82.327.062	40.316.531.642	40.316.531.642
T3	55.150.068.227	55.294.803.489	10.486.096.535	10.590.914.413	10.295.077	10.294.824	114.002.422	115.716.977	21.809.126.870	21.809.126.869
T4	56.759.880.403	56.801.520.083	10.798.850.241	10.925.057.124	16.050.129	16.050.129	83.061.335	83.061.335	18.207.016.329	18.207.016.329 ₂



Fuente: Elaboración propia datos SUI.

Tabla 21. Información remitida al MME y aportada por el prestador sobre las conciliaciones de subsidios y contribuciones del FSSRI la vigencia 2022

	SUBSIDIOS OTORGADOS(\$)	CONTRIBUCIONES FACTURADAS(\$)	CONTRIBUCIONES RECAUD DESPUES DE CONCILIADO SU NO RECAUDO (\$)	CONTRIBUCIONES NO RECAUDADAS DESPUES DE 6 MESES (\$)	GIROS RECIBIDOS (\$)	GIROS EFECTUADOS (\$)
T1	45.495.916.613	7.980.650.796	18.115.185	67.914.171	33.058.270.699	0
T2	49.006.949.531	9.163.530.097	9.643.666	82.327.062	40.316.531.642	0
T3	55.294.803.723	10.590.914.413	10.294.824	115.716.977	21.809.126.870	0
T4	56.801.520.083	10.933.017.854	16.050.129	83.061.335	18.207.016.329	0

Fuente: Elaboración propia datos remitidos por el prestador sobre las copias de las conciliaciones remitidas MME.

² Nota: la información que se presenta en color rojo de las Tablas 8 y 9 corresponden a las diferencias encontradas entre lo reportado por el prestador en el SUI y la información suministrada en el marco de la evaluación integral, sobre las conciliaciones remitidas al MME.

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

La Tabla 21 muestra la información reportada en el SUI para las variables de subsidios otorgados, contribuciones facturadas, contribuciones recaudadas después de conciliado su no recaudo, contribuciones no recaudadas después de 6 meses y giros recibidos.

Vale aclarar que, la información de giros efectuados no se incorpora en la Tabla 20, teniendo en cuenta que para esta variable la información de los formatos S1 y S2, es igual y se encuentra acorde con la información suministrada por el prestador en el marco del desarrollo de la presente evaluación integral.



Como se observa en las respectivas tablas para todos los trimestres de la vigencia 2022, se presentan diferencias del formato TC2 en las variables subsidios otorgados y contribuciones facturadas y, para el trimestre tres (3) se presentan diferencias en la información «Contribuciones no recaudadas después de 6 meses» reportada en el formato S1.

Pese a las sustentaciones e información aportada por el prestador mediante correo electrónico del 30 de junio de 2023, se encuentra que estas no aclaran las diferencias de información y, por ende, se reiterará nuevamente con el objeto de entender la situación y de ser el caso, realizar reversión.

Por otra parte, en el ejercicio de la evaluación integral, se analizó el número de suscriptores beneficiarios de subsidios por pertenecer a los estratos residenciales 1, 2 y 3 y los suscriptores y usos objeto de contribución.

Para el caso que nos ocupa, se tomó como fuente de información la contenida en el formato TC1 sobre el número de suscriptores.

Las diferencias presentadas de suscriptores en las vigencias 2021 y 2022 correspondientes a 15.209 y 28.875 suscriptores respectivamente, siendo en su mayoría mayor el número de suscriptores reportado en el SUI que el aportado durante el desarrollo de la presente evaluación integral.

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

Adicionalmente, en la vigencia 2022, el estrato con menores diferencias presentadas corresponde al estrato residencial 6.

A pesar de la sustentación remitida por el prestador vía correo electrónico el pasado 30 de junio, es pertinente aclarar que el prestador es autónomo en la información aportada durante el desarrollo de la evaluación integral; sin embargo, la misma debe atender a lo requerido en cuanto a: forma, periodicidad, formato, accesibilidad y oportunidad.

De requerirse aclaraciones, se informó durante la reunión realizada el pasado 15 de junio de 2023, que debe emplearse notas técnicas que orienten o precisen información que el prestador considere pertinente aclarar.

Por lo anterior, se requiere sustentar y/o reversar la información, dadas las diferencias presentadas entre el número de suscriptores subsidiados (estratos 1, 2 y 3), así como los sujetos a contribución correspondientes a 5, 6, comercial e industrial, y el uso provisional, para el cual también se presentaron diferencias.



De otra parte, al analizar la información relacionada con los usuarios beneficiarios del descuento y/o exención tributaria para la vigencia 2022.

Se encuentra que cuenta con un promedio anual de suscriptores exentos reportados en el SUI de 433 suscriptores, de los cuales se identifican 85 códigos de la actividad económica principal de conformidad con el Registro Único Tributario.

Dada la información remitida por el prestador en el desarrollo de la evaluación integral correspondiente a los archivos «Exentos_2T_2022» y «Exentos_4T_2022», los cuales se cruzaron con la información reportada en la vigencia 2022 trimestres 2 y 4, presentando diferencias en la información reportada en SUI y la aportada en el proceso de revisión. No se aportó información de los trimestres 1 y 3 para la vigencia 2022.

Teniendo en cuenta lo anterior, se presentan las siguientes diferencias:

- **Trimestre 2**

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

- 1) El número de registros NIU reportados obedecen a 475 Contabilizados, no repetidos y los aportados corresponden a 36604 contabilizados, no repetidos.
- 2) No se identifican 9 NIU reportados en SUI vs los aportados por el prestador entorno al desarrollo de la presente evaluación integral.
- 3) Al contrastar los NIU aportados para la realización de la evaluación integral y los reportados en SUI, no se encontraron 36138 NIU.

- **Trimestre 4**

- 1) El número de registros NIU reportados obedecen a 466 contabilizados, no repetidos y los aportados corresponden a 1034 contabilizados, no repetidos.
- 2) No se identifican 33 NIU reportados en SUI vs los aportados por el prestador entorno al desarrollo de la presente evaluación integral.
- 3) Al contrastar los NIU aportados para la realización de la evaluación integral y los reportados en SUI, no se encontraron 935 NIU.

No se recibieron archivos que aclaren o modifiquen los hallazgos antes presentados.

- **Comentarios adicionales**

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 un solo tipo de área especial y que corresponde a Área Rural de Menor Desarrollo (ARMD), con un total de 29 ARMD atendidas en el año 2022.

Así mismo, los recursos que se le asignaron a la empresa se encuentran en las siguientes resoluciones (Ver **Tabla 22**):

Tabla 22. Resoluciones de aplicación FOES 2022.

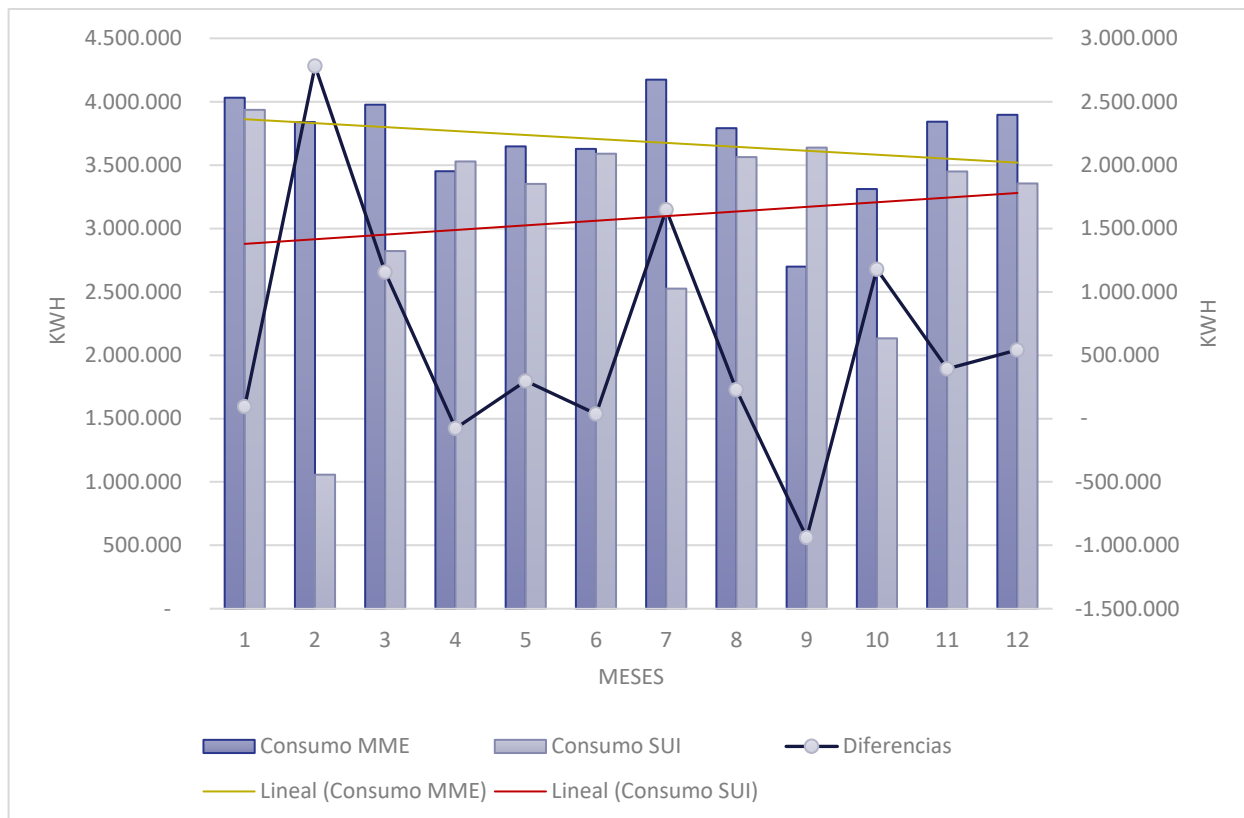
Resolución MME	Fecha	Mes Consumo	FOES aprobado (\$/kWh)
Res. 00168	11/02/2022	Cons Nov-21	55,57
Res. 00477	11/03/2022	Cons Dic-21	65,40
Res. 00718	1/04/2022	Cons Ene-22	59,53
Res. 00825	2/05/2022	Cons Feb-22	71,01
Res. 01008	9/06/2022	Cons Mar-22	67,79
Res. 01128	1/12/2021	Cons Sep-21	92,00
Res. 01167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

En el desarrollo normal de la prestación del servicio, CENS indica que a lo largo del 2022 esta área especial tuvo un consumo de 36.947.674 kWh.

Ahora bien, iniciando el análisis de información que remite la empresa en el marco de la presente integral, así como las conciliaciones que se envían al Ministerio de Minas y Energía, se puede observar en la Figura 10 que este valor de consumo que la empresa remitió al Ministerio de Minas y Energía tiene variaciones significativas, lo cual es necesario ajustar ya que no deberían existir estas diferencias ya que, con base a esta información es que la empresa recibe los recursos del FOES para los usuarios de áreas especiales.

Figura 10. Consumos FOES reportados por CENS en el SUI y conciliaciones MME.

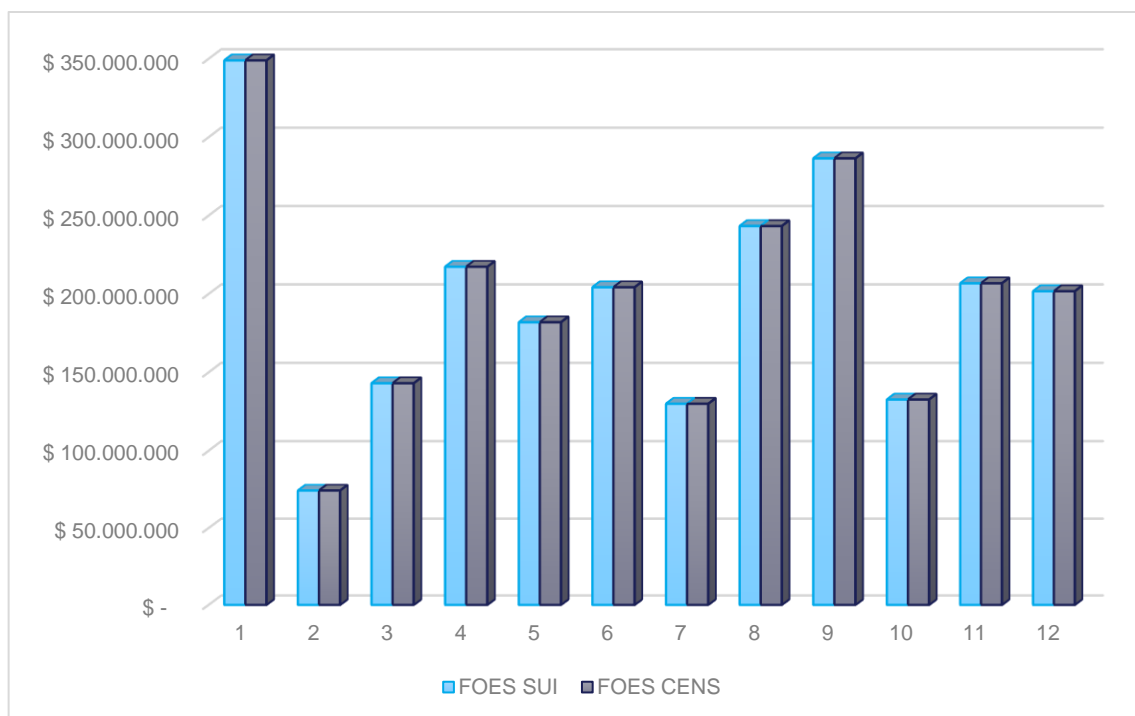


Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP

Así mismo, se observan dos tendencias en las dos curvas mostradas en la Figura 10, lo cual indica no hay consistencia en la información que presenta CENS.

Así las cosas, se concluye que la empresa reporta diferencias significativas entre el consumo del SUI y las conciliaciones del Ministerio de Minas y Energía, lo anterior por valor de 7.338.771 kWh, por tal motivo se hace importante que la empresa haga los ajustes o aclaraciones necesarias.

Figura 11. Aplicación FOES validado 2022 CENS.



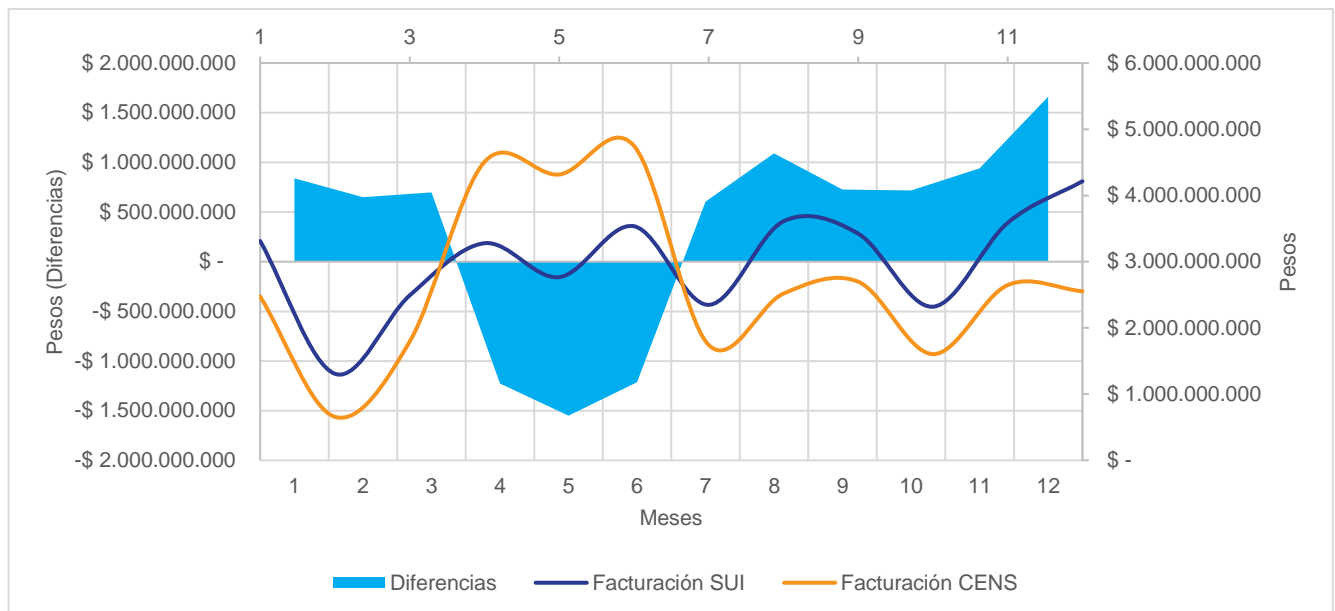
Fuente: Elaboración propia datos SUI y ESP.

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 11 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. De esta Figura se puede observar que no hay diferencias significativas en todo el año 2022.

Solo se encuentran dos diferencias para los meses de julio y de agosto de \$11.649 y \$18.689 respectivamente. Finalmente, es importante resaltar que la empresa ha hecho dos tipos de refacturación: refacturación Decisión Administrativa y refacturación Reclamo Usuario por un valor total de \$111.893.352.

Figura 12. Comparativo de facturación FOES CENS 2022.



Fuente: Elaboración propia datos ESP – SUI.

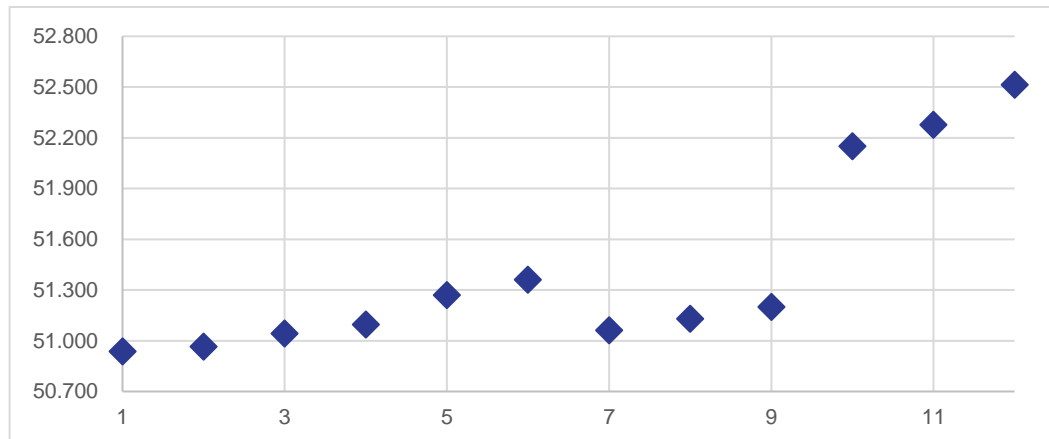
En cuanto a la facturación, como se observa en la Figura 12 se encuentran diferencias bastante pronunciadas en la información reportada por el prestador y la que se encuentra en el aplicativo del Sistema Único de Información.

Al final del ejercicio se encuentra una diferencia de \$3.935.501.806, siendo los meses de abril, mayo, junio y diciembre los que presentan una diferencia más pronunciada, con un valor superior a los mil millones cada uno.

En cuanto a la facturación, se encuentran diferencias bastante pronunciadas en la información reportada por el prestador y la que se encuentra en el aplicativo del Sistema Único de Información.

Al final del ejercicio se encuentra una diferencia de \$3.935.501.806, siendo los meses de abril, mayo, junio y diciembre los que presentan una diferencia más pronunciada, con un valor superior a los mil millones cada uno.

Figura 13. Usuarios Área Especial CENS 2022.



Fuente: Elaboración propia datos ESP.

Como se mencionó anteriormente, la empresa cuenta con solo un tipo de área especial, Área Rural de Menor Desarrollo, en la Figura 13 su evolución en el 2022, teniendo en promedio 51.417 usuarios mensuales.

Algo importante a resaltar es que las ubicaciones de las áreas especiales de la empresa se encuentran en tres departamentos: Norte de Santander, Bolívar y Cesar. La empresa actualmente cuenta con 29 Áreas Rurales de Menor Desarrollo (Ver **Tabla 23** y Figura 14)

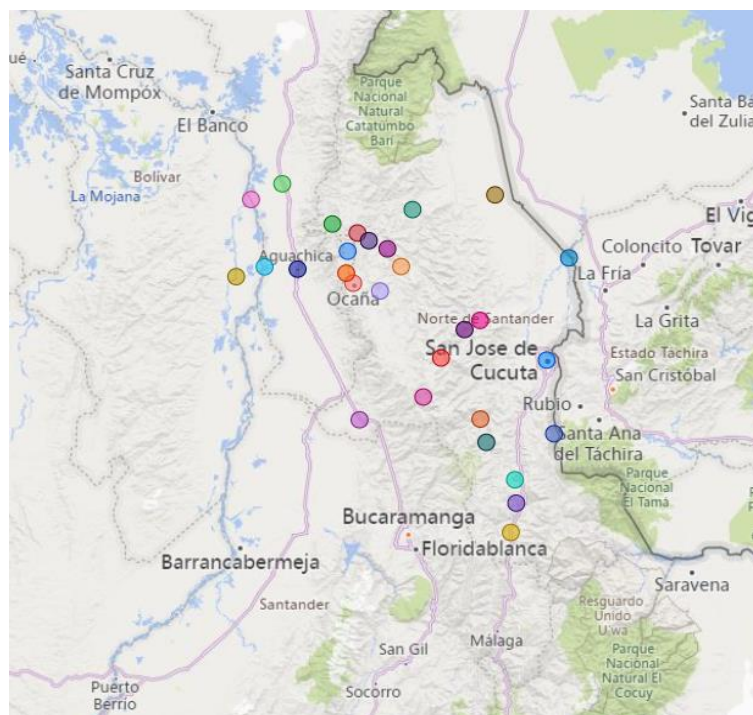
Tabla 23. Listado de áreas especiales de CENS SA ESP, 2022

Municipio	Departamento
Municipio de Abrego	Norte de Santander
Municipio de Aguachica	Cesar
Municipio de Arboledas	Norte de Santander
Municipio de Bucarasica	Norte de Santander
Municipio de Cacota	Norte de Santander
Municipio de Cachira	Norte de Santander
Municipio de Chitaga	Norte de Santander
Municipio de Convención	Norte de Santander
Municipio de Cucutilla	Norte de Santander
Municipio de el Carmen	Norte de Santander
Municipio del Tarra	Norte de Santander
Municipio de Gamarra	Cesar
Municipio de González	Cesar



Municipio	Departamento
Municipio de Hacarí	Norte de Santander
Municipio de la Esperanza	Norte de Santander
Municipio de la Gloria	Cesar
Municipio de la Playa	Norte de Santander
Municipio de Morales	Bolívar
Municipio de Ocaña	Norte de Santander
Municipio de Pamplona	Norte de Santander
Municipio de Pelaya	Cesar
Municipio de Puerto Santander	Norte de Santander
Municipio de Ragonvalia	Norte de Santander
Municipio de Rio de Oro	Cesar
Municipio de San Calixto	Norte de Santander
Municipio de Sardinata	Norte de Santander
Municipio de Teorama	Norte de Santander
Municipio de Tibú	Norte de Santander
Municipio de Villa Caro	Norte de Santander

Fuente: Elaboración propia datos SUI.

Figura 14. Ubicación áreas especiales CENS 2022.



Fuente: Elaboración propia datos ESP y DANE

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

- **Comentarios adicionales**

- 1) La empresa no cuenta con barrios subnormales, por lo cual no tiene medición con macromedidor.
- 2) La empresa no calcula Consumo Distribuido Comunitario (CDC) para las zonas de barrios subnormales.
- 3) 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 CENS.
- 4) 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.

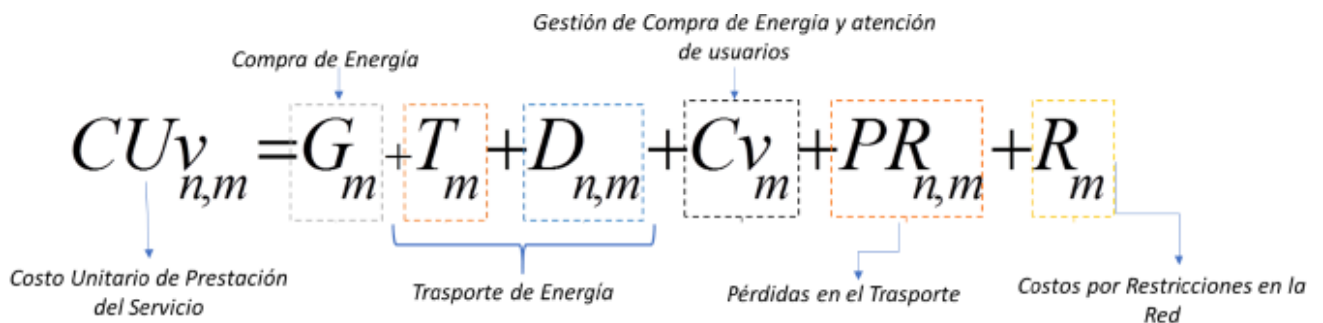
4.7.5. Aspectos tarifarios

De acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información (SUI), la empresa CENS solo atiende usuarios regulados, ya que dejó de atender demanda no regulada una vez entraron al Grupo EPM, ya que Empresas Públicas de Medellín sería quien atendería ese segmento del mercado. Por lo anterior, en esta sección solo se hará referencia al mercado regulado en lo que corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio y las Tarifas aplicables a los usuarios regulados conectados a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del

operador de red, teniendo en cuenta que es la que aplica a la mayoría de los usuarios de la empresa.

- **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 la 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 15.

Figura 15. Componente de Generación (G) 2022 - CENS



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Con base en la Figura 15, puede evidenciarse un incremento del componente en el primer trimestre de 2022, alcanzando su valor más alto en el mes de marzo con un valor de 288,22 \$/kWh, sin embargo, en el último trimestre se tuvo el mayor promedio del componente con un valor equivalente a 269,84 kWh. Las barras de color azul oscuro 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 naranja 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 azul claro (G CLP).

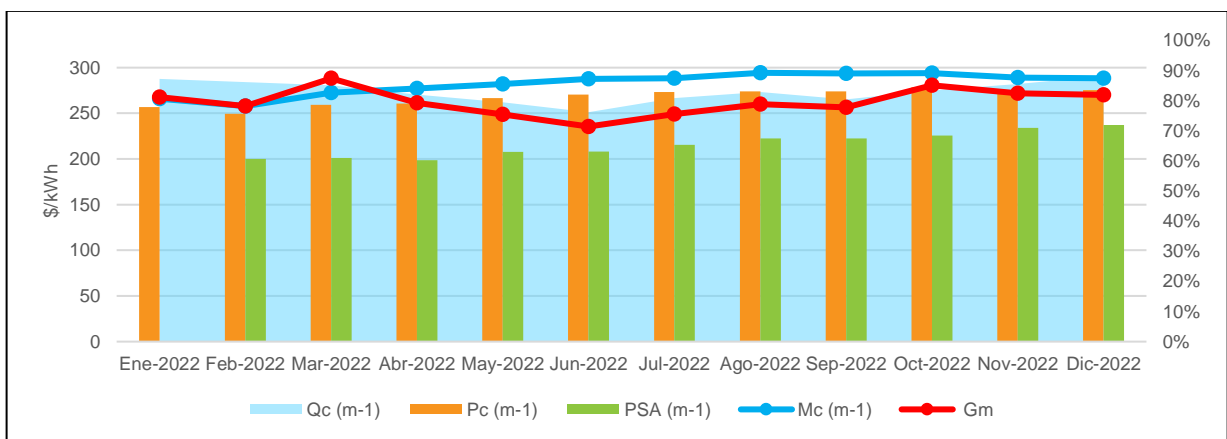
El aumento del componente de Generación en el mes de marzo correspondió a 30,47% con respecto del mes anterior, dicho aumento estuvo determinado por un leve incremento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente, alcanzando la mayor participación en bolsa para el año 2022, 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 64,70 \$/kWh al componente de Generación. También, es importante mencionar que en marzo fue el mes en que se alcanzó el valor más alto del componente y en este mes también se presentó el mayor incremento con relación al mes inmediatamente anterior; el componente

alcanzó un valor de 288,227\$/kWh, un 15% de exposición en bolsa y el precio de bolsa más alto del año.

- **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 16. Comportamiento de las variables (G contratos) 2022 – CENS.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

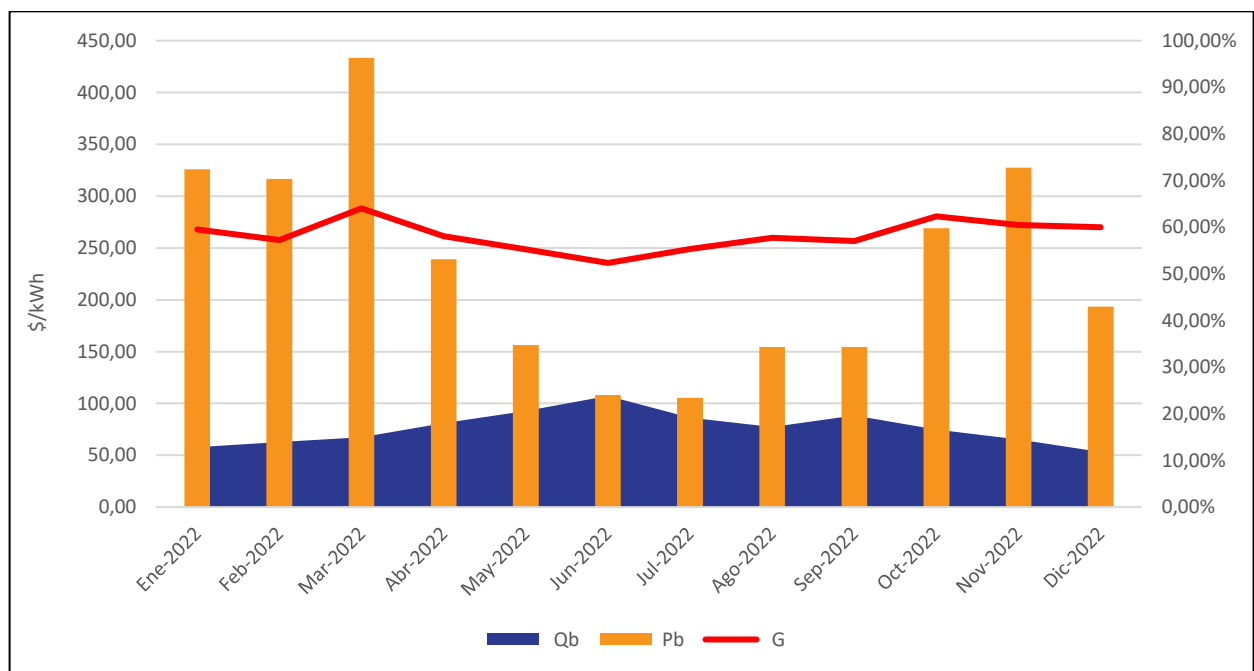
De la Figura 16 se puede observar que, en el año 2022, CENS adquirió energía a un precio promedio en contratos (Pc) cercano pero inferior al precio promedio del mercado (Mc). Cabe destacar que los valores de Pc no están representados en la gráfica, ya que son el resultado de la estrategia de negociación 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 267,75 \$/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 262,29 \$/kWh.

En la misma Figura 16, se puede observar lo sucedido en los meses de marzo y octubre de 2022; mientras el valor del componente de Generación experimentó un incremento, el cubrimiento de la demanda regulada en contratos, representada por Q_c , se mantuvo en un promedio para estos dos meses de 92,77%, dejando así un 7,23% expuesto al mercado a un precio (P_b) de 416,03 \$/kWh y 279,65 \$/kWh, respectivamente.

- **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 (mercado libre) (P_b), el porcentaje de la demanda regulada cubierta mediante compra de energía en la bolsa (mercado libre) (Q_b) y el costo máximo a ser trasladado a los usuarios finales (G).

Figura 17. Comportamiento de las variables (G Bolsa) 2022 – CENS.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la Figura 17, se puede observar que la combinación del porcentaje de exposición en el mercado y su correspondiente precio tiene un impacto directo en el componente de Generación aplicado por CENS. Este componente experimenta un aumento en los meses de marzo y octubre

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

de 2022, cuando un precio en el mercado (Pb) de 433,39 \$/kWh y una exposición en el mercado del 14,98% resultaron en un valor de Generación (G) de 288,22 \$/kWh en marzo y 280,60 \$/kWh en octubre de 2022.

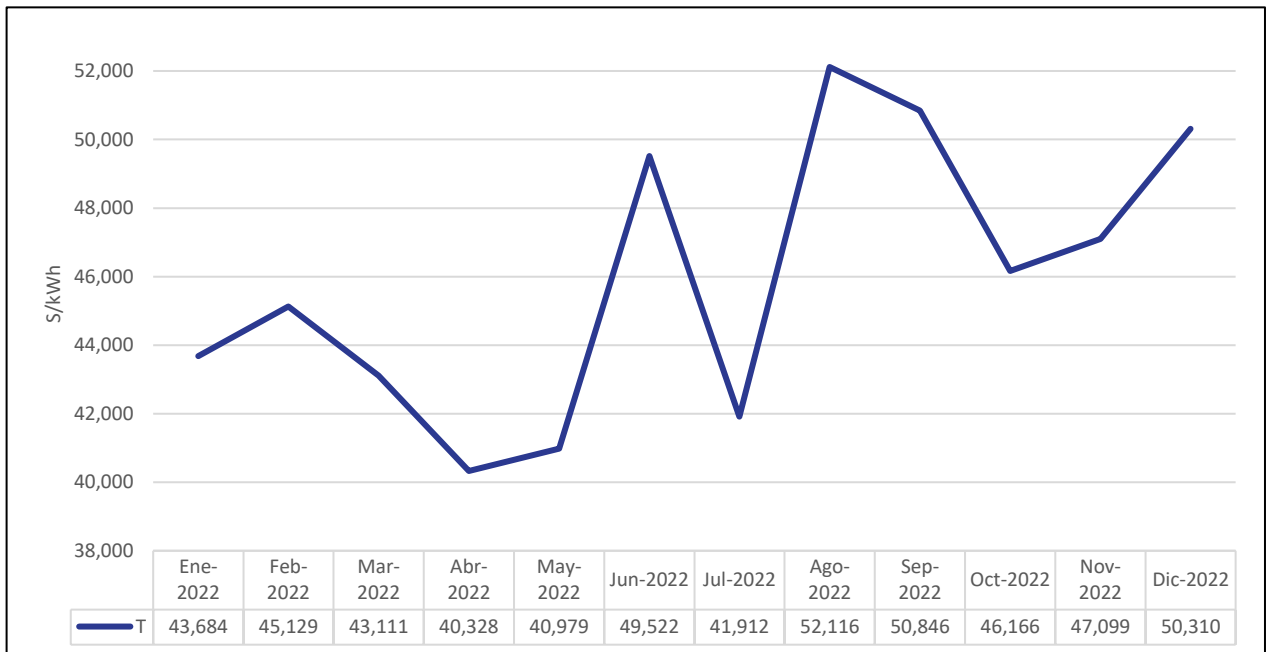
Es importante destacar que, a pesar del aumento en los precios del mercado, este incremento no se refleja directamente el valor del componente de generación debido a que la exposición en bolsa osciló entre el 11% y el 22%, afectando más que el valor, la exposición en bolsa; estos valores son soportados por la demanda comercial que se cubre en su mayoría 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 SA ESP 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 18 se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por CENS 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 18. Comportamiento del componente de Transmisión 2022 - CENS





Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Como se puede observar en la gráfica, el componente presentó su mayor valor en el mes de agosto equivalente a 52,11 \$/kWh, el menor valor en el mes de abril igual a 40,32 \$/kWh y un valor promedio de 45,933 \$/kWh.

- **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, remunerar 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).

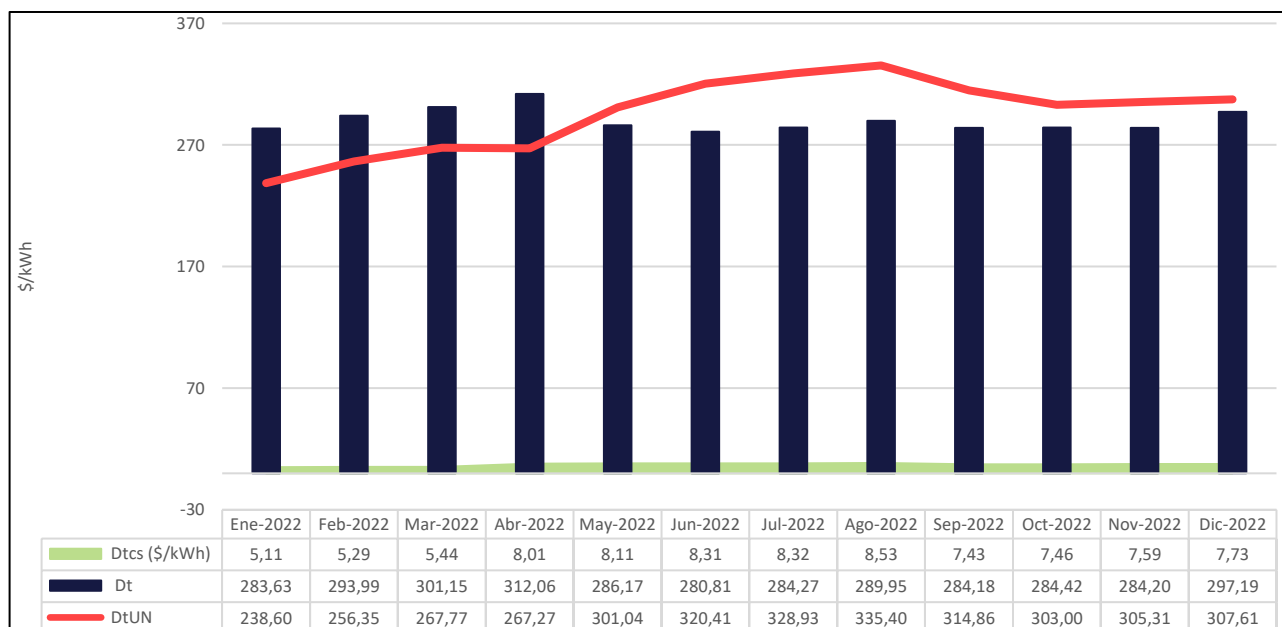
 <p>Superservicios Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p>	<p>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</p>	 <p>SIGME</p>
---	---	---

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) y 180574 de 2012 (ADD Centro; sin embargo, se resalta la Resolución 40227 de 05 de julio de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, mediante la cual se actualizaron las áreas de distribución ADD, y se incorporó a la empresa CELSIA COLOMBIA SA ESP Mercado Tolima al Área de Distribución Oriente ADD ORIENTE, ya que antes no pertenecía a ningún área de distribución y trasladaba su cargo de distribución directamente al usuario final.

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.

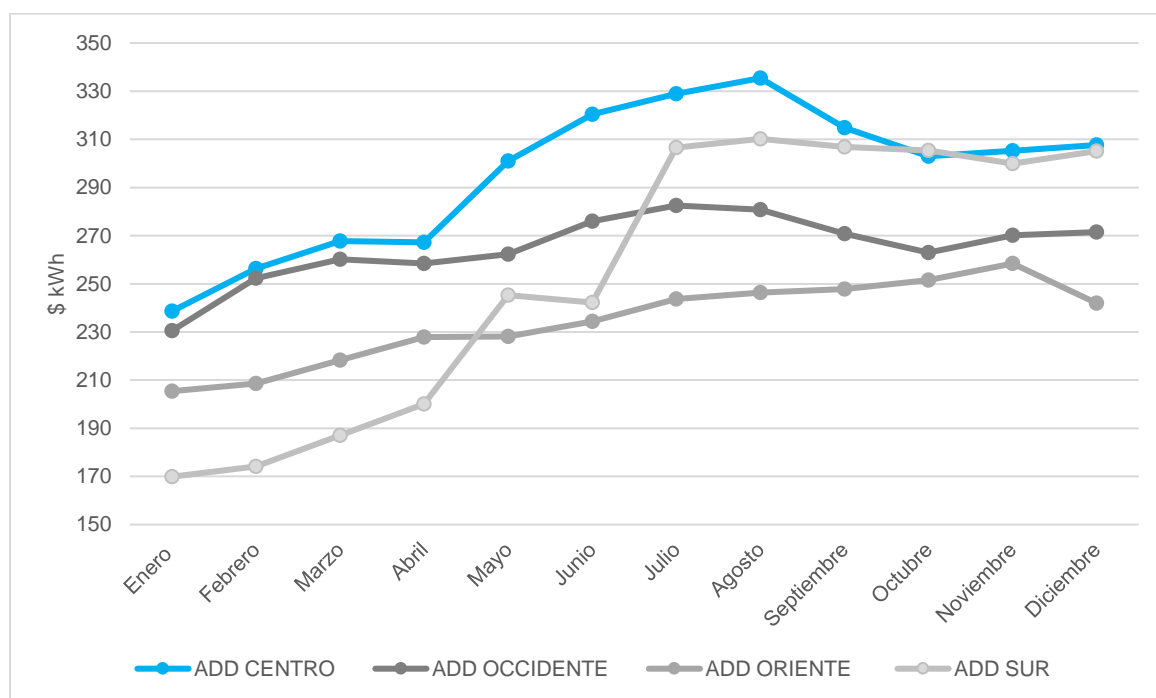
Así, CENS fue asignado al ADD Centro de acuerdo con la Resolución 180574 de 2012 junto con las empresas: Electrificadora de Santander S. A. E.S.P, Empresas Públicas de Medellín S. A. E.S.P, Empresa de Energía del Quindío S. A. E.S.P, Empresa de Energía de Pereira S. A. E.S.P, Central Hidroeléctrica de Caldas SA ESP y Ruitoque SA ESP. A continuación, se presenta la evolución del componente de distribución.

Figura 19. Comportamiento componente de Distribución - 2022 – CENS.





Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

Figura 20. Comportamiento ADD 2022.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

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

En la Figura 19 se puede apreciar la evolución de la variable DtUN del ADD Centro a lo largo de 2022. Durante este periodo, el valor promedio de DtUN fue de 295,54 \$/kWh, alcanzando un máximo de 335,40 \$/kWh en agosto y un mínimo de 238,60 \$/kWh en enero. Es importante destacar que el valor de DtUN a partir del mes de mayo fue superior al cargo por uso del Operador de Red (OR), lo que implica que la diferencia se transfiere a otras empresas dentro del Área de Distribución (ADD) que presentan valores superiores a DtUN. Por otro lado, en la Figura 20 se puede observar el comportamiento de las Áreas de Distribución, ilustrando que el ADD Centro presenta el promedio más alto en este componente.

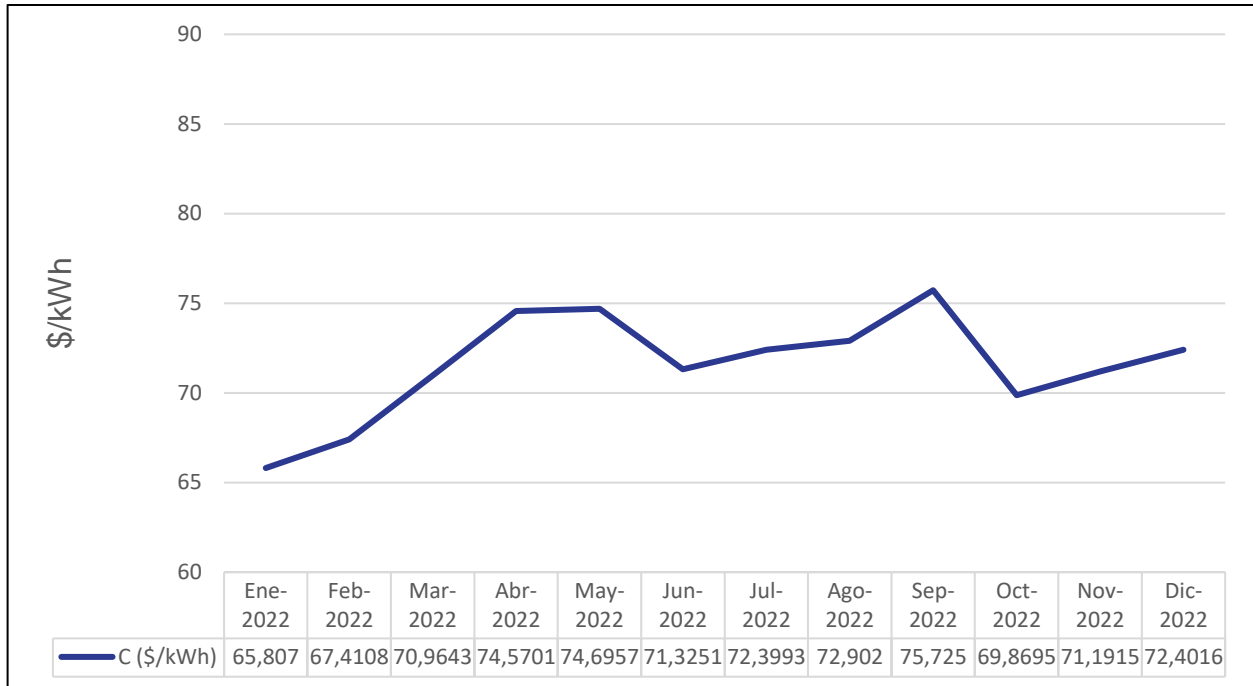
En el comportamiento de los cargos propios del OR, puede observarse que tuvieron un comportamiento similar en el 2022 debido a que no tuvo modificaciones en esta vigencia. Así mismo, también se muestra el valor en \$/kWh del incentivo por calidad media (Dtcs), el cual presentó valores positivos todo el año.

- **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 CENS, las resoluciones de aprobación del cargo base de comercialización y el riesgo de cartera corresponden a la Resolución CREG 199 de 2015.

Figura 21. Comportamiento componente de Comercialización - 2022 – CENS.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

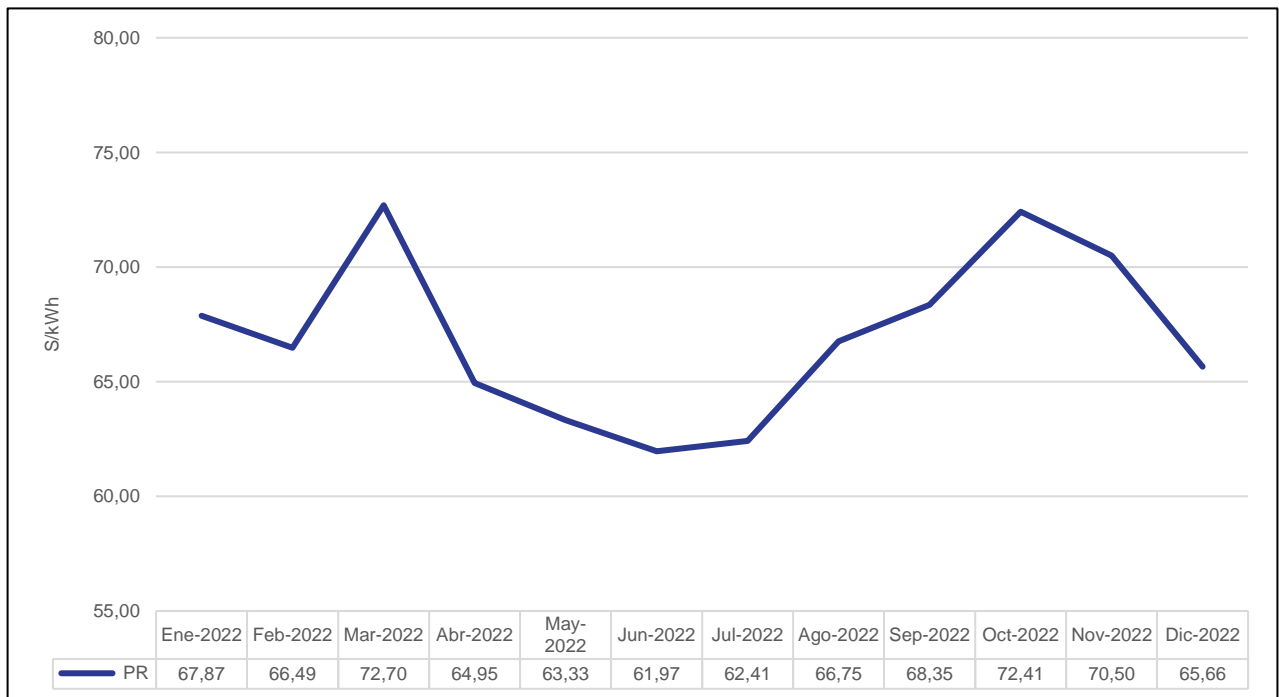
Según se muestra en la Figura 21, a lo largo del año 2022, el componente experimentó variaciones en su valor, variaciones que oscilaron entre 65,81\$/kWh y 75,72\$/kWh. En el mes de enero, se registró el valor más bajo que fue de 65,81 \$/kWh, mientras que en septiembre se alcanzó el valor máximo de 75,72 \$/kWh. Los incrementos presentados obedecen principalmente a un incremento asociado en el costo variable de comercialización (C*) debido a un incremento en costo variable de comercialización de atender usuarios regulados (CvR) que obedece principalmente a variaciones en las ventas de usuarios regulados.

- **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 22. Comportamiento del componente de Pérdidas 2022 – CENS.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

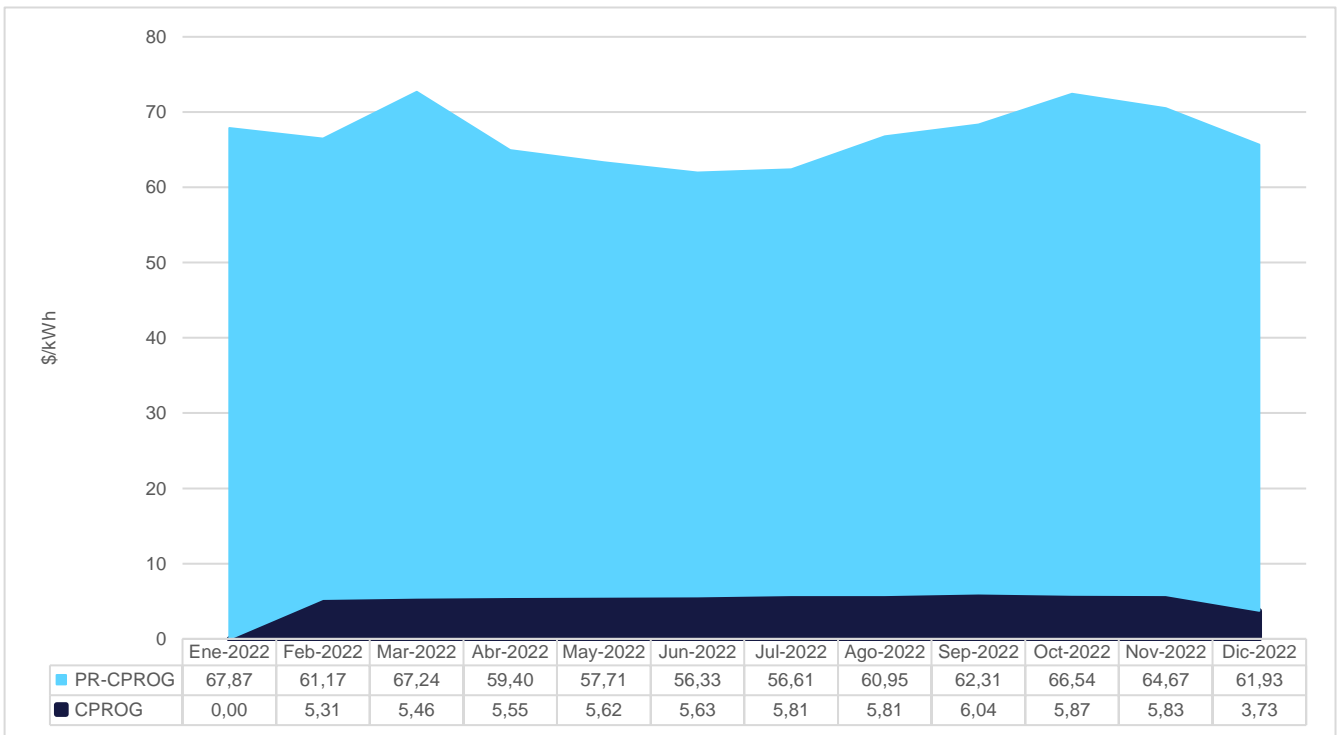
En promedio, el componente de Pérdidas se compone de un 85% proveniente del componente de Generación y un 15% por el componente de Transmisión; razón por la cual la curva mostrada en la Figura 22 tiene un comportamiento similar al del componente de Generación. Por lo anterior, un incremento en el componente de Generación impacta directamente este componente provocando el mismo comportamiento. Esta curva se ve 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 CENS para el año 2022, ya contaba con ingresos aprobados, por lo que el comportamiento en el valor de su variable CPROG se muestra en la Figura 23:

Figura 23. CPROG – Componente de Pérdidas 2022 – CENS.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

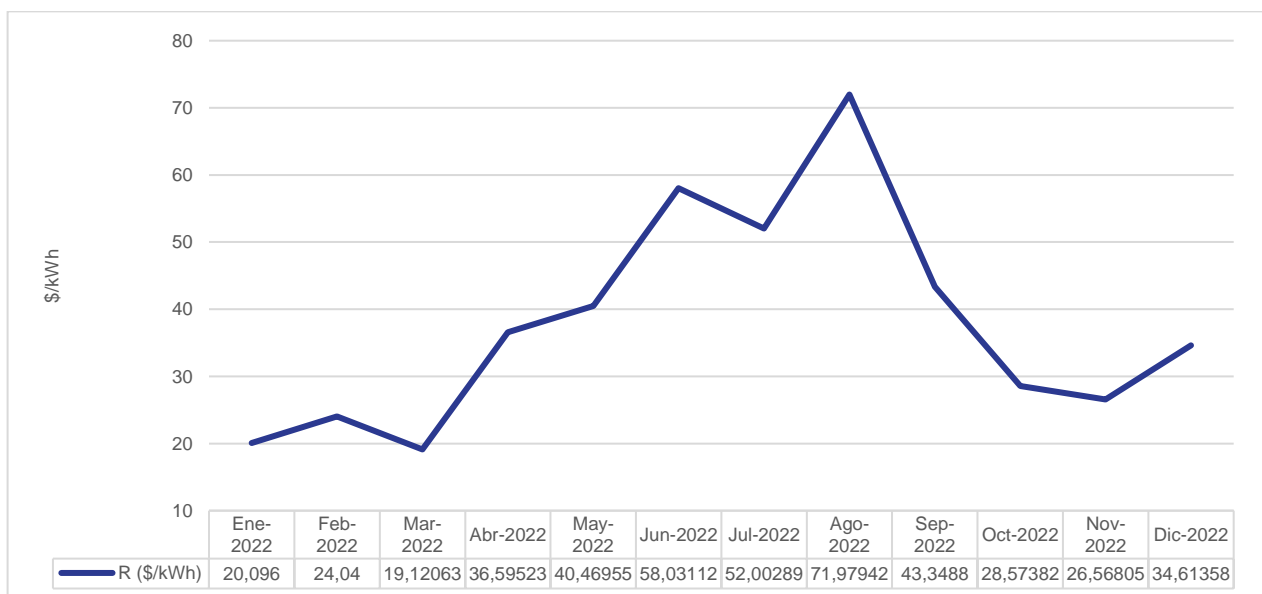
En la Figura 23 se puede apreciar el comportamiento de la variable CPROG y su impacto en el componente de pérdidas. Se evidencia un comportamiento uniforme en la variable CPROG a lo largo del año, con un valor promedio de 5,69 \$/kWh excluyendo el mes de enero que tuvo un valor de cero y el mes de diciembre en el cual el valor fue de 3,73 \$/kWh. En la gráfica se muestra la variable CPROG junto con las demás variables que conforman el componente de pérdidas, calculado como PR CPROG (PR menos CPROG).

- **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 24. Comportamiento del componente de Restricciones 2022 – CENS.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

En el comportamiento del componente de Restricciones, se puede observar en la Figura 24 una disminución de 4,92 \$/kWh durante el mes de marzo de 2022, alcanzando su valor mínimo equivalente a 19,12 \$/kWh. Sin embargo, en los meses siguientes, el componente experimentó un incremento significativo alcanzando así en agosto su valor más alto, 71,97 \$/kWh.

Posteriormente, el componente presentó nuevamente reducciones para así, en el mes de diciembre, alcanzar un valor de 34,61 \$/kWh. La variación total entre el valor máximo y el valor mínimo fue de 5,86 \$/kWh.

Por regla general, el componente de Restricciones obedece principalmente al comportamiento de los precios en bolsa del mercado; cuando se presenta disminución del precio de bolsa, ocasionado a que las plantas térmicas que generaban en mérito inician a generar por seguridad, implica un mayor valor de las reconciliaciones positivas que se transfiere a la demanda vía 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 CENS se relaciona en la Tabla 24:

Tabla 24. *Peso porcentual de los componentes del CU 2022 – CENS.*

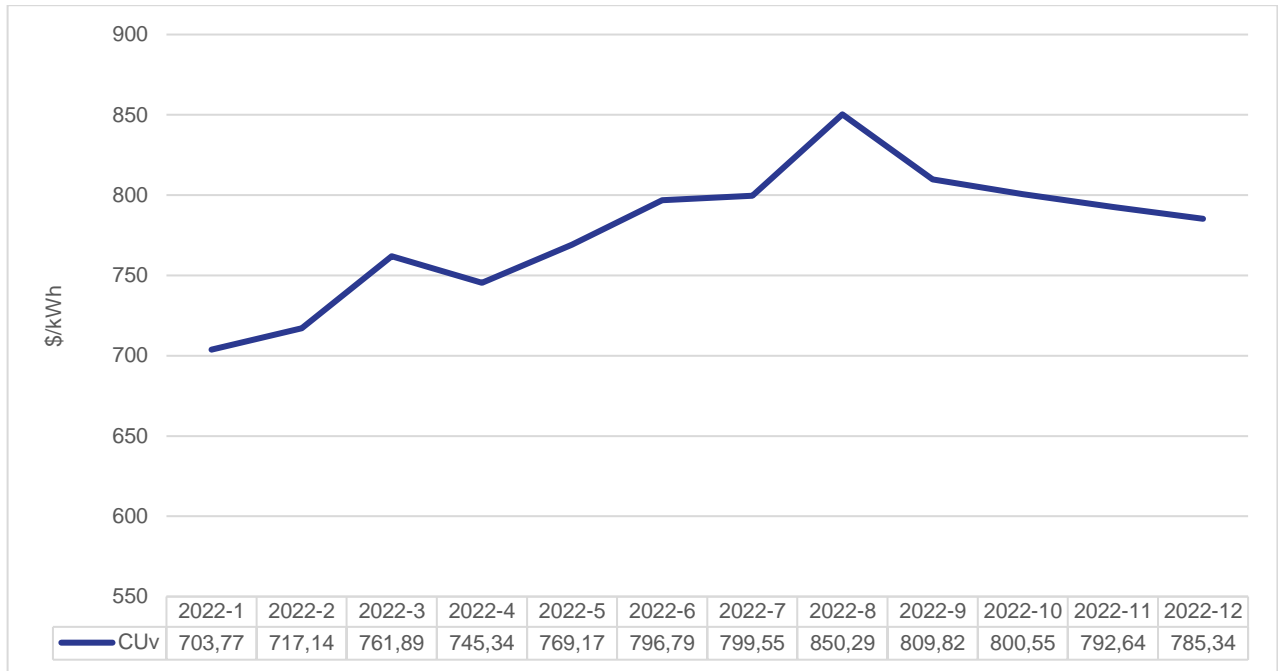
Cu v n,m	Gm	Tm	D n,m	C Vm	PR n,m	Rm
2022	33,39%	5,91%	38,00%	9,21%	8,61%	4,88%

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

De acuerdo con la discriminación por componentes, la Generación y la Distribución representaron en promedio el 71,4% 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 CENS.

En la Figura 25 se puede observar que, durante el año 2022, el menor valor registrado en el CU de CENS fue de 703,77 \$/kWh, correspondiente al mes de enero. Por otro lado, el valor más alto se registró en el mes de agosto, alcanzando los 850,29 \$/kWh.

Figura 25. Comportamiento del valor de CU 2022 – CENS.

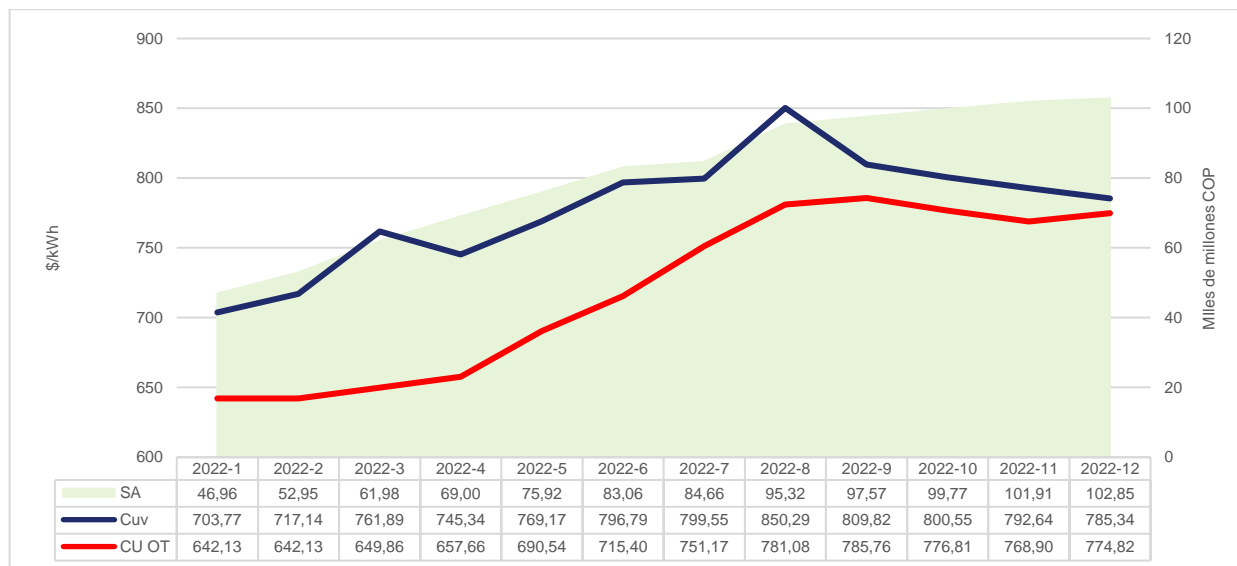


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

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 febrero del 2020, CENS entró en opción tarifaria. En el siguiente gráfico se puede observar el CU determinado por medio de la Opción Tarifaria (CU OT) y el CU calculado mediante la metodología tarifaria general (CUv), así como la evolución de los Saldos Acumulados.

Figura 26. Comportamiento CUv vs Opción Tarifaria 2022 – CENS.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

En la Figura 26 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 verde 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), CENS cerró el año con saldos acumulados superiores a los \$100 mil millones de pesos. Sin embargo, se observa que hasta diciembre de 2022 la empresa aún no había comenzado a recuperar dichos saldos, esto se debe a que en dicho mes el CU de la opción tarifaria aún se encuentra un 1,34% 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 con propiedad de activos 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.

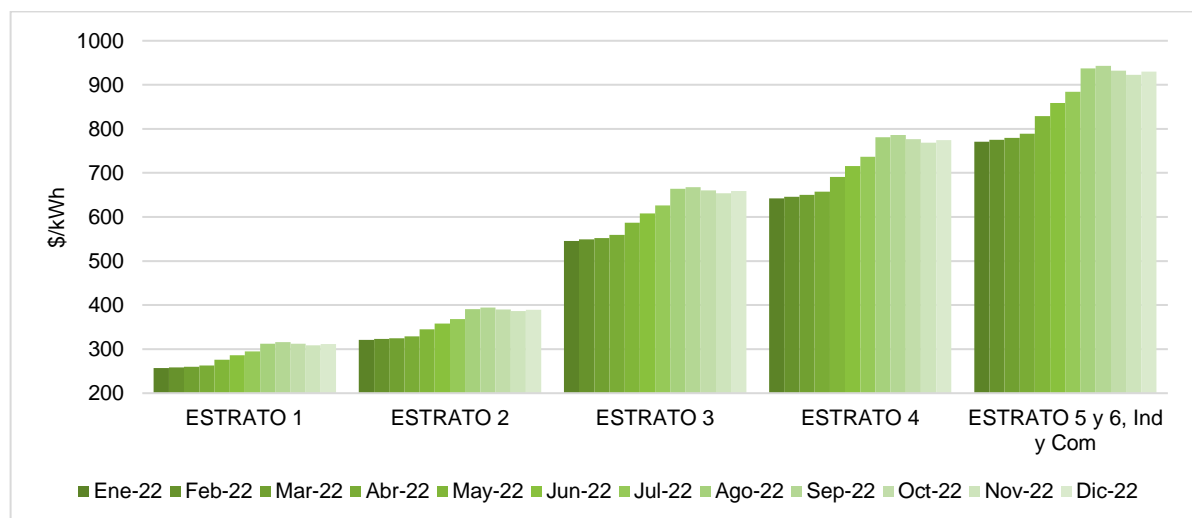
- **Tarifas de Energía Eléctrica.**

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 CENS., 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 da como resultado las tarifas para los estratos 1, 2, 3, 5, 6 y para los sectores comerciales e industriales.

En la Figura 27 se presentan las tarifas por estrato publicadas por la empresa CENS 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 27. Tarifas de Energía Eléctrica 2022 – CENS.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

En la misma Figura 27 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 Ver Tabla 25.

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



Tabla 25. Tarifas de energía eléctrica 2022 – CENS.

MES	ESTRATO 1	ESTRATO 2	ESTRATO 3	ESTRATO 4	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com
Ene-22	256,85	321,07	545,81	642,13	770,56
Feb-22	258,39	322,99	549,09	645,99	775,18
Mar-22	259,94	324,93	552,38	649,86	779,83
Abr-22	263,06	328,83	559,01	657,66	789,19
May-22	276,22	345,27	586,96	690,54	828,65
Jun-22	286,16	357,70	608,09	715,40	858,48
Jul-22	294,75	368,43	626,34	736,87	884,24
Ago-22	312,43	390,54	663,92	781,08	937,29
Sep-22	315,62	394,52	667,90	785,76	942,92
Oct-22	312,02	390,02	660,29	776,81	932,17
Nov-22	308,84	386,05	653,56	768,90	922,68
Dic-22	311,22	389,03	658,60	774,82	929,78

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE

- **Visita realizada a la empresa en temas tarifarios.**

El pasado 14, 15 y 16 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 Centrales

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



Eléctricas del Norte de Santander (CENS) en el marco de la evaluación integral y que hace parte del plan de acción para el año 2023.

En lo que se refiere a aspectos comerciales, se abordaron los temas de Autogeneradores a Pequeña Escala (AGPE) y el tópico tarifario teniendo en cuenta que la SSPD en el año 2022 realizó diferentes requerimientos asociados al cálculo tarifario por diferencias dentro del proceso de verificación para meses específicos y en lo relacionado a información pendiente de reportar al SUI.

Dentro de los temas sobre los cuales se venían haciendo observaciones a la empresa, se identificaban principalmente:

- Diferencias presentadas al momento de replicar los cálculos realizados por la empresa en cuanto al CU publicado y aplicado por la empresa a sus usuarios finales, lo anterior específicamente para el componente de Generación. Dentro de estas diferencias también se presentó una inconformidad en la forma en la que la empresa remitía los cálculos detallados, debido a que no se lograba identificar la totalidad de las variables para así replicar los cálculos.
- Dudas presentadas con el reporte de garantías financieras del STR para el cálculo del componente de Comercialización.
- Información pendiente de reportar al SUI para los meses de octubre, noviembre y diciembre del 2022; lo anterior al momento de iniciar la evaluación integral al operador.
- Dudas con los cálculos de tarifas con base en las versiones preliminares de la información publicada por XM (TXR), específicamente para la variable CPROG.

Al inicio de las mesas de trabajo la empresa realizó descripciones de los distintos procesos, el número de profesionales involucrados, sus roles, tiempos y soporte del software para cada proceso. Dentro de los procesos descritos se encontró la facturación a usuarios AGPE, energía reactiva, Autogeneración a Pequeña Escala, facturación, cambios en Contrato de Condiciones

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

Uniforme (CCU) y cambios generados por la transición a la resolución 174 de 2021.



En términos generales la empresa tiene bien constituidos los distintos procesos, en el tema de AGPE la liquidación de los excedentes se realiza directamente en el sistema de forma automática, determinando así el consumo facturable; las matrices producto de dichas liquidaciones son remitidas a los usuarios directamente a sus correos cuando estas son solicitadas. En cuanto al CCU, la empresa cuenta con un anexo que se encuentra en análisis jurídico para posteriormente realizar su publicación con temas relacionados a AGPE en el marco de la Resolución CREG 135 de 2021.

Los principales temas que generaron cuestionamientos por parte de esta Dirección se desarrollaron de la siguiente manera:

- **Diferencias al momento de replicar los cálculos y remitir los cálculos detallados**

Se cuestionó a la empresa en cuanto a la determinación del valor del componente de Generación para algunos meses en los cuales, al replicar los cálculos, se encontraron diferencias y al momento de verificar los cálculos detallados con base en información remitida por la empresa, no era posible identificar la totalidad de las variables ni las fórmulas empleadas. Durante la visita, la empresa realizó el cálculo de forma manual de uno de los meses en los cuales se tenían diferencias, se logró identificar que existían dos bases de datos distintas a la hora de realizar los cálculos, a lo cual la empresa justificó que era consecuencia de un ataque cibernético del cual había sido víctima en el año 2022 y que había generado la necesidad de migrar el sistema.

Así mismo, al momento de realizar los cálculos se logró identificar que las diferencias eran producto de los ajustes que aplica la empresa y la forma en la que los reporta al SUI; por lo cual no es una contravención a la norma, sino que por el contrario es un reporte de información ajustado para ciertos meses. Por lo cual se hizo énfasis en la forma en la cual la empresa remite los cálculos detallados, para que por medio de estos sea posible identificar esos ajustes. Así mismo se reiteró a la empresa que los ataques cibernéticos no deben generar traumatismo en

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

los reportes de información ni en los cálculos que realice la empresa, esta debe estar en condiciones de realizar los cálculos y reportes de información de forma manual en los casos que sea necesario. Por último, se sugirió y se identificó que, si la empresa realizara un filtro más a la información utilizada, se podrían omitir ciertos errores en el reporte automático de la información, lo anterior evidenciado a la hora de revisar los reportes en los cuales los profesionales identificaban los errores de forma inmediata.

- **Reporte de Garantías Financieras**

Con relación al reconocimiento de Garantías Financieras trasladables vía componente de comercialización, inicialmente es preciso mencionar que de acuerdo con la Resolución CREG 191 de 2014, Artículo 2. COSTOS DE COMERCIALIZACIÓN $CV_{m,i,j}$ y $CF_{m,j}$, donde:

« $CG_{i,m-1}$: Costo de garantías en el Mercado Mayorista expresados en pesos (\$), para el comercializador minorista i , correspondiente al mes $m-1$, conforme con la regulación vigente. Esta variable se calculará de acuerdo con lo establecido en el artículo 19 de la Resolución CREG 180 DE 2014».



De acuerdo con la Resolución CREG 180 de 2014, Artículo 19 COSTO DE GARANTÍAS FINANCIERAS EN EL MEM, $CG_i, m-1$, el cual indica:

*«El costo a reconocer por las garantías financieras constituidas ante el Mercado Mayorista en cumplimiento de la Resolución CREG 019 de 2006, o aquella que la modifique, complemente o sustituya, será el declarado por el comercializador i a la SSPD, para el mes $m - 1$. **La declaración de estos costos a la SSPD deberá realizarse a más tardar el último día hábil del mes $m - 1$** , y deberá estar acompañada por una copia de las garantías constituidas por el comercializador para realizar la cobertura de las transacciones en el mes $m - 1$. Adicionalmente, dicha información deberá ser publicada en la página web de cada comercializador, en la misma fecha de reporte a la superintendencia» (subrayado fuera del texto original).*

Como se puede observar, si la empresa quería trasladar y recuperar el costo de las garantías financieras mediante el componente de Comercialización en el mes m, esta debía declarar dichas garantías en el mes m-1, debido a que, si se no se realiza la declaración de las garantías o se realiza de manera extemporánea, estas no pueden ser tenidas en cuenta a la hora de realizar el cálculo de componente. Al revisar los distintos reportes realizados por la empresa de formato T2, formato mediante el cual se realiza la declaración de las garantías se evidenció lo siguiente:

Tabla 26. Reporte de Garantías CENS 2022.

AÑO	ID	NOMBRE DE LA EMPRESA	PERIODO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACION
2022	604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	ENERO	T2. Garantías Financieras	Certificado	1/28/2022 9:06:46 AM
2022	604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	FEBRERO	T2. Garantías Financieras	Certificado	2/24/2022 7:48:32 AM
2022	604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	MARZO	T2. Garantías Financieras	Certificado	3/29/2022 8:53:14 AM
2022	604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	ABRIL	T2. Garantías Financieras	Certificado	5/2/2022 7:47:21 AM
2022	604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	MAYO	T2. Garantías Financieras	Certificado	5/31/2022 8:02:14 AM
2022	604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	JUNIO	T2. Garantías Financieras	Certificado	6/30/2022 5:31:12 PM
2022	604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	JULIO	T2. Garantías Financieras	Certificado	7/27/2022 10:25:51 AM
2022	604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S SA ESP	AGOSTO	T2. Garantías Financieras	Certificado	9/1/2022 6:14:19 PM
2022	604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	SEPTIEMBRE	T2. Garantías Financieras	Certificado	10/3/2022 11:25:09 AM

 Superservicios Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
--	--	---

AÑO	ID	NOMBRE DE LA EMPRESA	PERIODO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACION
2022	604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	OCTUBRE	T2. Garantías Financieras	Certificado	11/8/2022 4:38:37 PM
2022	604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	NOVIEMBRE	T2. Garantías Financieras	Certificado	12/23/2022 5:35:42 PM
2022	604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	DICIEMBRE	T2. Garantías Financieras	Certificado	3/6/2023 12:32:12 PM

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

Con el estado de los reportes del prestador, se identificó que algunos se realizaron de manera extemporánea por lo cual la empresa no podía recuperar dichos costos. Se indicó a la empresa que dicha declaración se podía realizar de distintas formas, como por ejemplo remitir comunicación escrita a la SSPD. Ver Tabla 26

Por todo lo anterior, se solicitó a la empresa realizar el recalcu del componente de Comercialización y evaluar el posible impacto generado al haber incluido en los cálculos garantías financieras que no era posible recuperar por lo anteriormente expuesto. Es preciso aclarar que este impacto no afectó directamente a los usuarios, debido a que la empresa se encuentra aplicando la metodología de Opción Tarifaria, por lo cual el impacto se generó en los saldos acumulados. De igual manera, la empresa debe realizar los ajustes a los que haya lugar y tomar las medidas que considere pertinentes para que no vuelva a ocurrir esta situación. Así mismo, al momento de realizar el ajuste, deberá informar al usuario de la mejor manera el ajuste tarifario realizado.

- **Información de reporte al SUI tema tarifario**

Al momento de iniciar la Evaluación Integral se verificó el estado de cargue de la información de tarifas por parte de la empresa CENS al SUI, arrojando como resultado que se encontraba pendiente de reporte el formato T9 Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 UR, para los meses de octubre, noviembre y diciembre del 2022; por lo cual se requirió a la



empresa con relación a estos reportes. La empresa expresó durante la visita de inspección que ya se habían certificado dichos formatos, los cuales efectivamente se certificaron de forma extemporánea como se puede observar en la Tabla 27.

Tabla 27. Estado de reporte formato T9 CENS 2022.

ID	NOMBRE DE LA EMPRESA	PERIODO	FORMATO	ESTADO	FECHA DE CERTIFICACION
604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	ENERO	T9. Variables Costo nitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	Certificado	5/28/2022 2:49:55 PM
604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	FEBRERO	T9. Variables Costo nitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	Certificado	5/29/2022 6:14:05 PM
604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	MARZO	T9. Variables Costo nitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	Certificado	5/29/2022 6:16:35 PM
604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	ABRIL	T9. Variables Costo nitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	Certificado	5/29/2022 6:19:56 PM
604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	MAYO	T9. Variables Costo nitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	Certificado	5/31/2022 10:06:31 PM
604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	JUNIO	T9. Variables Costo nitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	Certificado	7/31/2022 9:46:02 PM
604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	JULIO	T9. Variables Costo nitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	Certificado	9/29/2022 7:25:02 PM
604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	AGOSTO	T9. Variables Costo nitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	Certificado	10/12/2022 10:33:12 AM
604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	SEPTIEMBRE	T9. Variables Costo nitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	Certificado	10/24/2022 8:06:21 AM
604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	OCTUBRE	T9. Variables Costo nitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	Certificado	6/12/2023 12:35:35 PM
604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	NOVIEMBRE	T9. Variables Costo nitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	Certificado	6/12/2023 5:28:39 PM
604	CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	DICIEMBRE	T9. Variables Costo nitario de Prestación del Servicio CU 119 UR	Certificado	6/14/2023 8:27:51 AM

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI, Cálculos DTGE.

La empresa justificó lo sucedido en el ataque cibernético del cual fueron víctimas, pero como ya se mencionó anteriormente, la empresa debe estar en condiciones de resolver estos imprevistos sin generar impacto en los reportes de información de manera oportuna.

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

- **Cálculo de tarifas con información preliminar**

Se realizó la validación con la empresa del momento en el cual se empezó a implementar la metodología de emplear el CPROG con ajustes del mes m-1 y la forma en la cual lo utiliza a la hora de realizar los cálculos. La empresa realizó el proceso de descargue de la variable empleada, proceso que se encuentra conforme a lo determinado normativamente, dicho ajuste también fue incorporado en las fechas que se dio la indicación de utilizar la variable de esa forma, por lo cual la empresa se encuentra actualmente realizando los cálculos de la forma correcta.



- **Verificación de la implementación de Compromisos en el año 2023**

Debido a que algunos de los hallazgos identificados en la presente Evaluación Integral hacen referencia a la forma de reportar la información tanto al SUI como el reporte de cálculos detallados a la DTGE; se realizó la verificación de dichos reportes en lo transcurrido del 2023, arrojando los siguientes resultados:

Mediante radicado 20232232051441 del 14 de junio de 2023 la Superservicios requirió a CENS lo siguiente:

- Variables para el cálculo de tarifas de energía eléctrica publicadas en abril y mayo de 2023.
- El cálculo detallado donde se puedan evidenciar las fórmulas y variables aplicadas para los componentes de generación, transmisión, pérdidas, restricciones y comercialización, del CU determinado en los meses de enero, febrero, marzo, abril y mayo de 2023.
- Indicar las razones para el no reporte de información en el SUI del Formato T7 «Costo Unitario de Prestación del Servicio _CU 119 – UR» y Formato T9 Variables «Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 – UR», a partir de septiembre del año 2022 hasta la fecha.

Al respecto el prestador remitió respuesta mediante radicado 20235292290882 del 26 de junio de 2023; sin embargo, en el momento de realizar la verificación de las tarifas a partir de enero

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

del año en curso de acuerdo con la información remitida por el prestador en sus memorias de cálculo, se evidenció lo siguiente:

Componente G - enero

1. El valor del componente de Generación remitido en las memorias de cálculo no coincide el valor publicado y reportado por la empresa para el mismo periodo de tiempo.
2. La demanda comercial regulada utilizada por el prestador en sus memorias de cálculo difiere de lo reportado por XM.
3. No es claro el valor del Factor de ajuste (AJ) utilizado en las memorias de cálculo, toda vez que difiere del reportado en el SUI.

Componente C- enero

1. El prestador utiliza para el cálculo de la remuneración de costos asociados a la atención de usuarios regulados (CvR), un valor de 3.500.000 correspondientes al costo de Garantías financieras por uso STR/SDL declarado (CGCUI, j, m-1), sin embargo, el valor por dichas garantías reportadas en el SUI es de 0.
2. El prestador reporta los valores de contribuciones de SSPD y CREG anual y no mensual.
3. El prestador incluyó en el cálculo del componente de comercialización, el valor garantías, sin embargo, el mismo corresponde a 0, toda vez que las reportó a la SSPD de manera extemporánea.

Componente G - febrero

1. El valor del G transitorio remitido en las memorias de cálculo difiere del reportado en SUI.
2. No es claro el valor del Factor de ajuste (AJ) utilizado en las memorias de cálculo, toda vez que difiere del reportado en el SUI.

Componente C - febrero

1. El prestador reporta los valores de contribuciones de SSPD y CREG anual y no mensual.
2. El prestador incluyó en el cálculo del componente de comercialización, el valor garantías, sin embargo, el mismo corresponde a 0, toda vez que las reportó a la SSPD de manera extemporánea.

Componente G - marzo

1. La demanda comercial regulada utilizada por el prestador en sus memorias de cálculo difiere de lo reportado por XM.
2. En el cálculo del componente, el prestador no incluye el valor del Factor de ajuste (AJ) calculado en las memorias de cálculo, y que se encuentra reportado en el SUI.

Componente C- marzo

1. El prestador reporta los valores de contribuciones de SSPD y CREG anual y no mensual.
2. El prestador incluyó en el cálculo del componente de comercialización, el valor garantías, sin embargo, el mismo corresponde a 0, toda vez que las reportó a la SSPD de manera extemporánea.
3. La cantidad de usuarios regulados m-2 utilizada por el prestador en sus memorias de cálculo, difiere con la cantidad remitida por el prestador como respuesta a la solicitud de variables de cálculo de tarifas de energía eléctrica publicadas.

Tarifas abril y mayo

1. No ha sido posible realizar la verificación tarifaria, toda vez que el prestador no ha reportado al SUI, la información requerida mediante el Formato T9 «Variables Costo Unitario de Prestación del Servicio CU 119 – UR», la cual es insumo principal en las verificaciones realizadas por esta Dirección.

Como se puede observar, la empresa no ha cumplido con los compromisos estipulados en las visitas realizadas en cuanto a las fechas, calidad y oportunidad de la información, tanto reportada

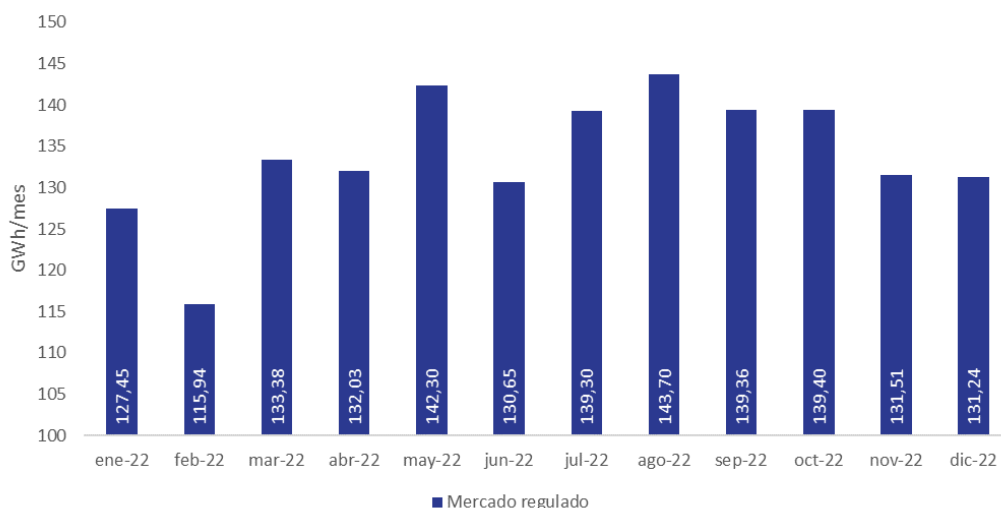
al SUI como la remitida a la DTGE. Es preciso indicar que lo anterior es resultado del primer análisis realizado después de las mesas de trabajo realizadas en la Evaluación Integral en las cuales se esperaba que la empresa tomara las medidas correctivas pertinentes. Así mismo, dentro del proceso de seguimiento, evaluación y control se seguirá verificando el cumplimiento de los compromisos originados en la presente Evaluación Integral.

4.7.6. Mercado de Energía Mayorista (MEM)

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER - CENS comercializador, participa como comprador mercado de contratos para atender usuarios regulados. En lo que tiene que ver con el MEM, CENS adquiere contratos a generadores, así como participa en el mercado spot.

En cuanto a la atención de la demanda, CENS conto con una demanda promedio en 2022 de 133,86 GWh/mes de los cuales el 100% corresponden a la demanda regulada como se muestra en la **Figura 28**.

Figura 28. *Demanda atendida por el agente comercializador CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.*

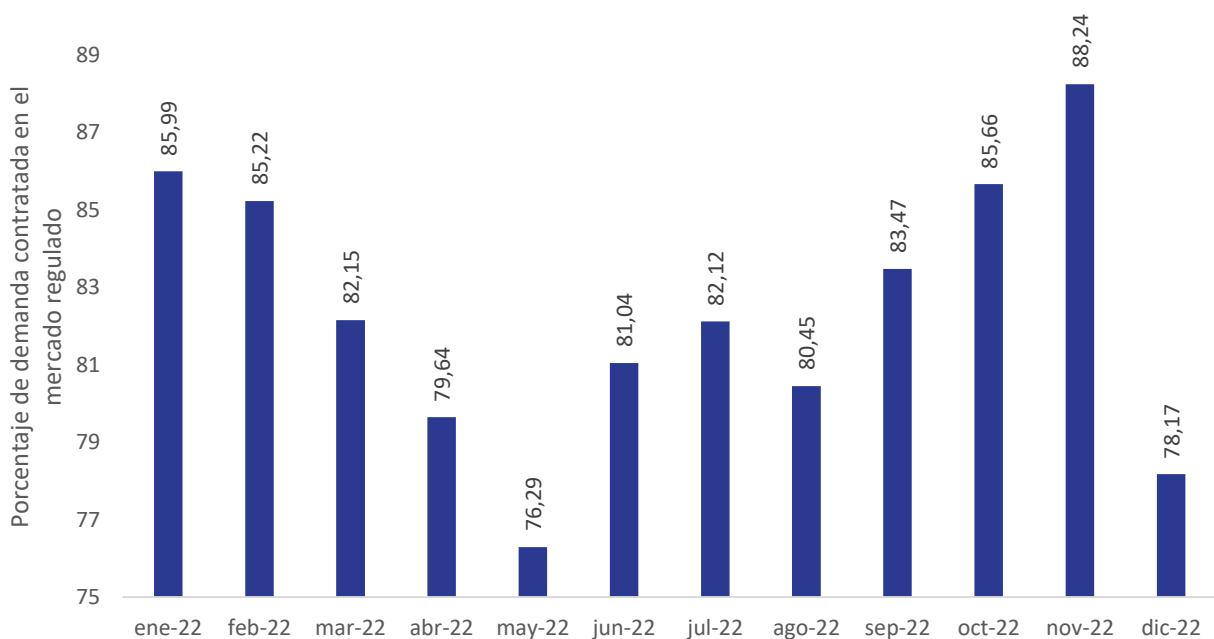


Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

4.7.7. Contratación del comercializador

El comercializador durante lo corrido del año 2022 conto con un nivel de contracción para el mercado regulado promedio del 82,37%, que corresponde a un nivel de exposición en energía en bolsa de 17,63%, durante el año analizado el cubrimiento de la demanda por medio de contratos fue de mínimo el 76,29% para el mes de mayo y un valor máximo de 88,24% en el mes de noviembre del mismo año como se observa en la **Figura 29**.

Figura 29. *Porcentaje de demanda contratada en el mercado regulado CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P.*



Fuente: Cálculos propios con base en Sinergox.

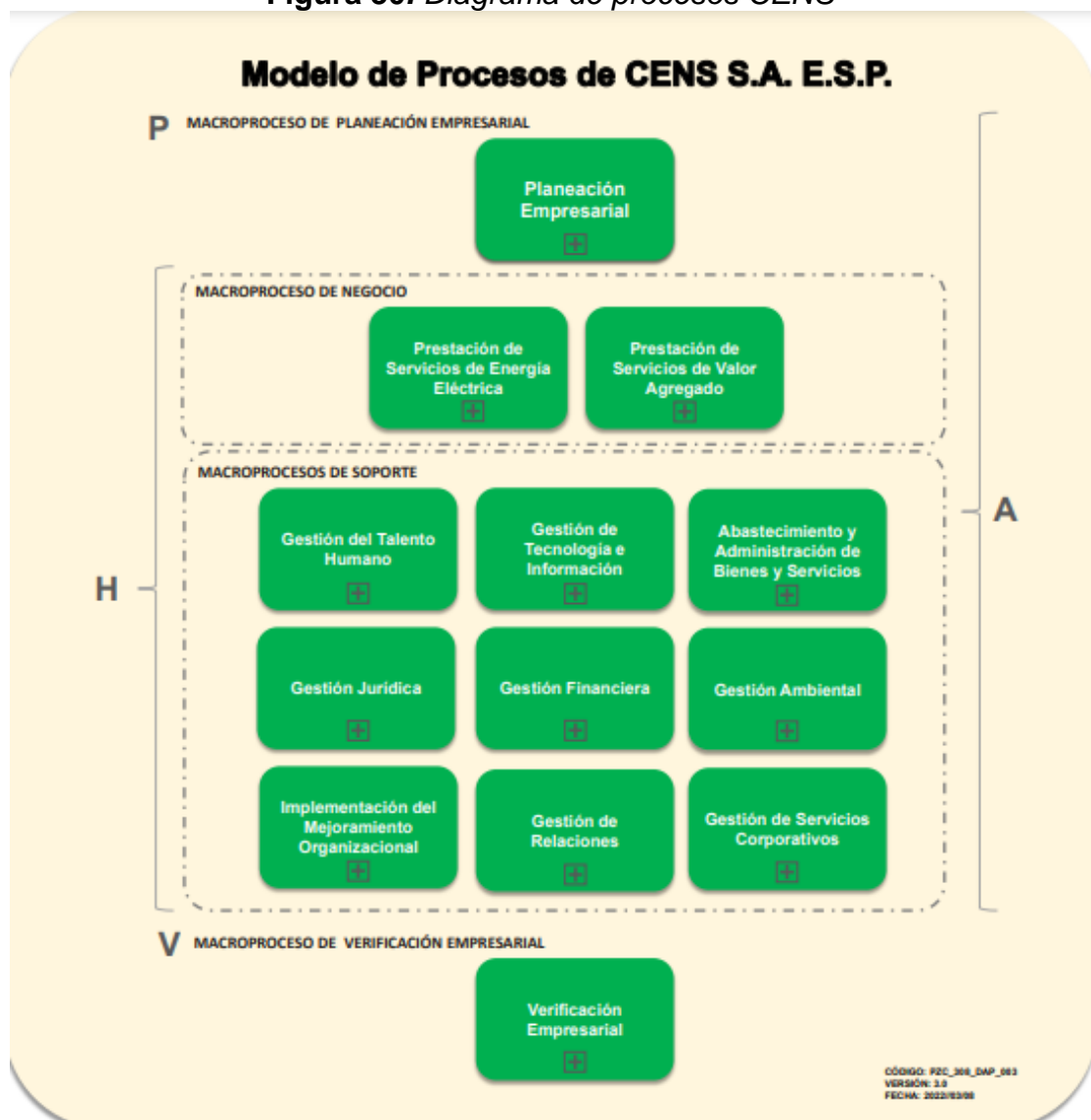
4.8. Aspectos Técnicos

Se realiza la revisión de los aspectos técnicos iniciando por una breve descripción de la empresa enfocada al tema técnico que corresponde a esta sección.

4.8.1. Diagrama de procesos

CENS SA ESP presenta su modelo de procesos, evidenciando que dentro de los macroprocesos de negocio se encuentra el macroproceso de prestación del de servicio de energía eléctrica, como se muestra en la Figura 30.

Figura 30. Diagrama de procesos CENS

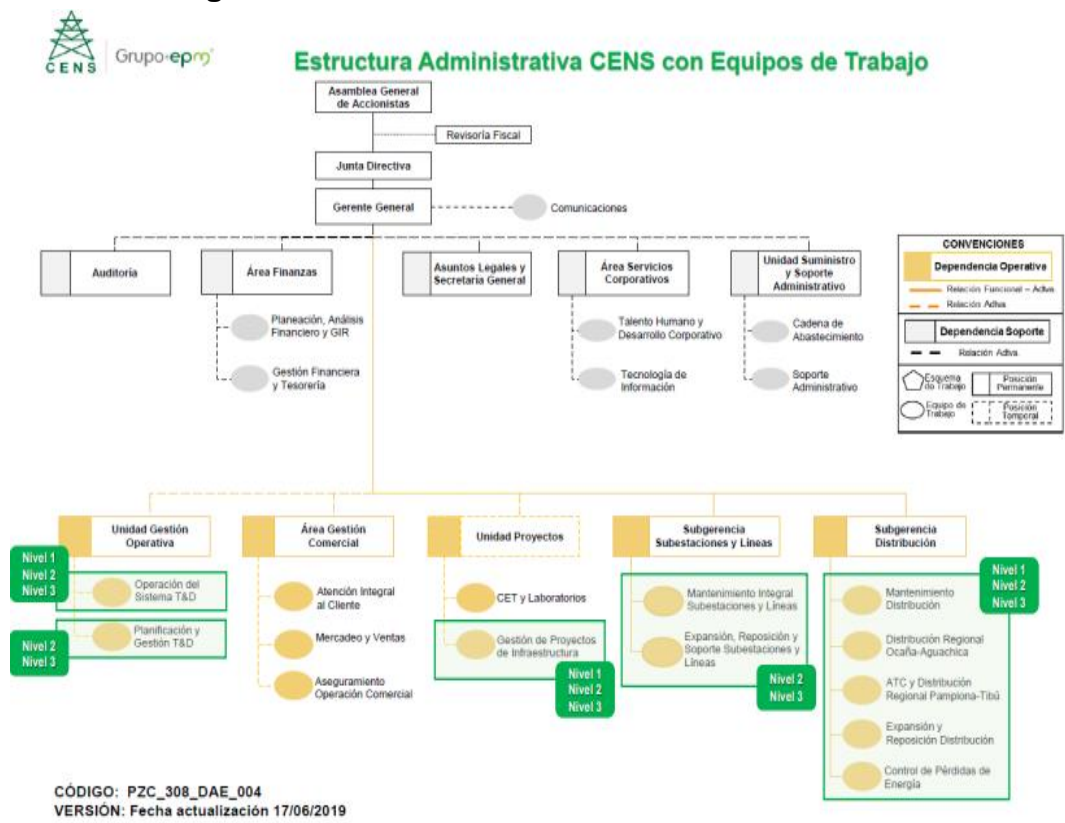


Fuente: CENS SA ESP

4.8.2. Estructura organizacional de la Empresa

La estructura administrativa al interior de CENS SA ESP se encuentra en cabeza del Gerente General, quien a su vez mantiene una relación funcional administrativa con las dependencias operativas de la empresa, es decir con la Subgerencia de Subestaciones y Líneas y la Subgerencia de Distribución, de igual manera con la Unidad de Gestión Operativa, la Unidad de Proyectos y el área de Gestión Comercial. Ver Figura 31.

Figura 31. Estructura administrativa CENS SA ESP



Fuente: CENS SA ESP

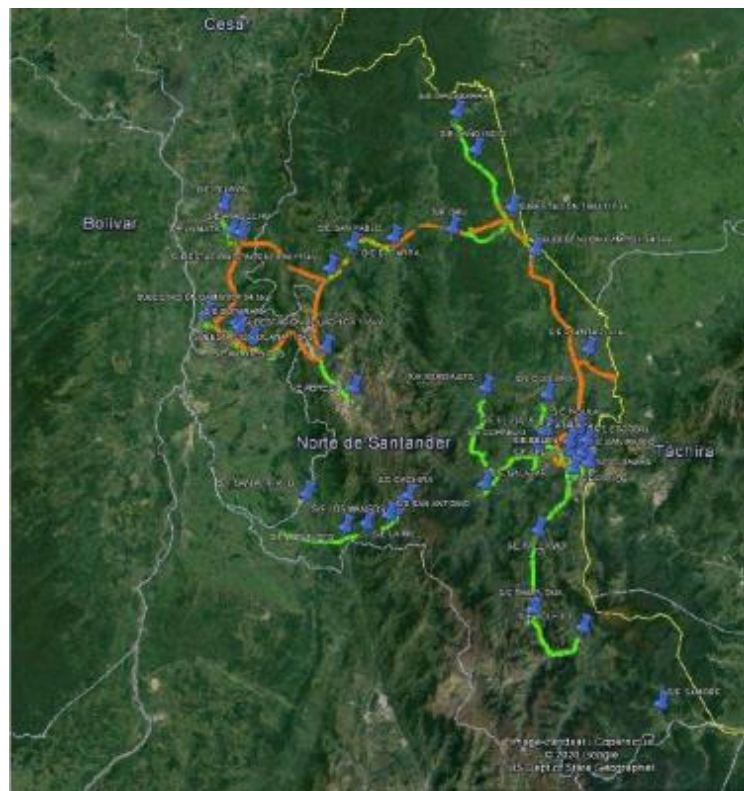
4.8.3. Descripción de la infraestructura del Sistema de Distribución Local (SDL) y Sistema de Transmisión Regional (STR)

El sistema eléctrico de CENS, se alimenta desde el Sistema de Transmisión Nacional – STN, conectado en las subestaciones Ocaña, San Mateo y Belén, por medio de las cuales



se inyecta un alto componente de potencia para la atención de la demanda de los 47 municipios que se atienden (40 Norte de Santander, 6 sur del Cesar y 1 en sur del Bolívar), Operativamente está dividido en cinco regionales que son: Cúcuta, Ocaña, Aguachica, Pamplona y Tibú, CENS posee intercambios de potencia a través de las fronteras comerciales en Toledo y Samore con Intercolombia y con el OR ESSA, en San Alberto por 34,5 kV.

Actualmente CENS tiene 41 subestaciones en su sistema eléctrico, que atienden la demanda total del mismo, Para la interconexión de sus subestaciones posee un Sistema de Transmisión Regional, que se compone por 11 subestaciones y aproximadamente 380,12 km de líneas de transmisión de nivel de tensión 4, 597 km en nivel de tensión 3 a 34,5 kV y 11,987 km en nivel de tensión 2 a 13,2 kV. Ver **Figura 32**

Figura 32. *Ubicación geográfica de la infraestructura de CENS*



Fuente: CENS SA ESP

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

4.8.4. Subestaciones asociadas al SDL

El sistema eléctrico de CENS SA ESP tiene 41 subestaciones distribuidas en diferentes puntos estratégicos en el departamento, con las cuales atiende la demanda total del sistema eléctrico. Para la interconexión de sus subestaciones posee un sistema de transmisión regional, que se compone por 11 subestaciones. A continuación, se enlistan las subestaciones asociadas al SDL:

Subestación Palermo

La subestación Palermo se encuentra ubicada en la vía a Pamplona vereda el Caney, municipio de Bochalema, a una altura de 853 msnm, y pertenece a la Regional de Pamplona.

Esta subestación fue construida en un área de 18 645 m² y entró en funcionamiento en el año 1965, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.



Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Palermo maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 6 MVA.

Subestación Pamplona

La subestación Pamplona se encuentra ubicada en la carrera 8 calle 7, en el municipio de Pamplona, a una altura de 2 287 msnm, y pertenece a la Regional de Pamplona.

Esta subestación fue construida en un área de 1 140,46 m² y entró en funcionamiento en el año 1960, se ubica en una zona urbana y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Pamplona maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 12,5 MVA.

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

Subestación Los Patios

La subestación Los Patios se encuentra ubicada en el km 8 salida a Pamplona, municipio de los Patios, a una altura de 2 287 msnm y pertenece a la Regional de Pamplona.

Esta subestación fue construida en un área de 772 m² y entró en funcionamiento en el año 1960, se ubica en una zona urbana y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Los Patios maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 12,5 MVA.

Subestación Cornejo

La subestación San Cayetano se encuentra ubicada en el municipio de San Cayetano, a una altura de 274 msnm y pertenece a la Regional de Cúcuta.



Esta subestación fue construida en un área de 156,86 m² y entró en funcionamiento en el año 1982, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Cornejo maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 5 MVA.

Subestación Culebra

La subestación Culebra se encuentra ubicada vía a la represa, municipio de el Zulia, a una altura de 169 msnm y pertenece a la Regional de Cúcuta.

Esta subestación fue construida en un área de 236,90 m² y entró en funcionamiento en el año 1995, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

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

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Culebra maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 5 MVA.

Subestación Salazar

La subestación Salazar se encuentra ubicada en el municipio de Salazar, a una altura de 169 msnm, y pertenece a la Regional de Cúcuta.

Esta subestación fue construida en un área de 540,16 m² y entró en funcionamiento en el año 1995, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Salazar maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 5 MVA.

Subestación Sardinata



La subestación Sardinata se encuentra ubicada en la calle 9A 9-45 Barrio San Francisco, municipio de Sardinata, a una altura de 324 msnm y pertenece a la Regional de Cúcuta.

Esta subestación fue construida en un área de 2 500m² y entró en funcionamiento en el año 1996, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Sardinata maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 3 MVA.

Subestación Atalaya

La subestación Atalaya se encuentra ubicada en la ciudadela de Juan Atalaya barrio Carlet, a una altura de 320 msnm y pertenece a la Regional de Cúcuta.

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

Esta subestación fue construida en un área de 562,8 m² y entró en funcionamiento en el año 2011, se ubica en una zona urbana y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Atalaya maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 22 MVA.

Subestación Escobal

La subestación Escobal se encuentra ubicada en el anillo vial Cúcuta - Ureña, sector Escobal, en el municipio de Cúcuta, a una altura de 300 msnm y pertenece a la Regional de Cúcuta.

Esta subestación fue construida en un área de 411,22 m² y entró en funcionamiento en el año 2003, se ubica en una zona urbana y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.



Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Escobal maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 12,5 MVA.

Subestación el Samán

La subestación el Samán se encuentra ubicada en la autopista Cúcuta - San Antonio, sector Los Samanes, en el municipio de Villa del Rosario, en el departamento Norte de Santander, a una altura de 430 msnm y pertenece a la Regional de Cúcuta.

Esta subestación fue construida en un área de 400 m² y entró en funcionamiento en el año 2005, se ubica en una zona urbana y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación el Samán maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 18 MVA.

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

Subestación El Zulia

La subestación El Zulia se encuentra ubicada vía Tibú (matadero municipal) barrio La Alejandra, en el municipio de El Zulia, a una altura de 229 msnm, y pertenece a la Regional de Cúcuta.

Esta subestación fue construida en un área de 900 m² y entró en funcionamiento en el año 1982, se ubica en una zona urbana y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación El Zulia maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 3,5 MVA.

Subestación Abrego



La subestación Abrego se encuentra ubicada en la parte posterior del estadio de fútbol, barrio Pablo IV, en el municipio de Abrego, a una altura de 1 398 msnm y pertenece a la Regional de Ocaña.

Esta subestación fue construida en un área de 287,45 m² y entró en funcionamiento en el año 1998, se ubica en una zona urbana y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Abrego maneja niveles de tensión de 115, 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 3 MVA.

Subestación San Pablo

La subestación San Pablo se encuentra ubicada en el corregimiento San Pablo, salida puente rojo, quince letras, en el municipio de Teorama, a una altura de 160 msnm y pertenece a la Regional de Ocaña.

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

Esta subestación fue construida en un área de 595 m² y entró en funcionamiento en el año 1988, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación San Pablo maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 1,5 MVA.

Subestación El Tarra

La Subestación El Tarra se encuentra ubicada en la entrada al municipio de El Tarra, contiguo al colegio Monseñor Díaz Plata, a una altura de 249 msnm y pertenece a la Regional de Ocaña.

Esta subestación fue construida en un área de 303 m² y entró en funcionamiento en el año 1988, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.



Con respecto a su capacidad instalada, la subestación El Tarra maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 2 MVA.

Subestación Gamarra

La subestación Gamarra se encuentra ubicada antes de la vía férrea y contiguo a la estación de servicio, en el municipio de Gamarra, a una altura de 48 msnm y pertenece a la Regional de Aguachica.

Esta subestación fue construida en un área de 1 200 m² y entró en funcionamiento en el año 2018, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Gamarra maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 12 MVA.

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

Subestación Pelaya

La subestación Pelaya se encuentra ubicada en la carrera 9 No, 9-35 barrio San Fernando Pelaya, en el municipio de La Gloria, a una altura de 250 msnm y pertenece a la Regional de Aguachica.

Esta subestación fue construida en un área de 1 421,12 m² y entró en funcionamiento en el año 1980, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Pelaya maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 4 MVA.

Subestación Cachira



La Subestación Cachira se encuentra ubicada en la carretera vieja a Bucaramanga detrás del Instituto Agrícola, en el municipio de Cachira, a una altura de 2 025 msnm y pertenece a la Regional de Aguachica.

Esta subestación fue construida en un área de 5 911 m² y entró en funcionamiento en el año 1996, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Cachira maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 1 MVA.

Subestación La Mata

La Subestación La Mata se encuentra ubicada en la calle 3 con carrera 4 corregimiento La Mata, en el municipio La Gloria, a una altura de 250 msnm y pertenece a la Regional de Aguachica.

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

Esta subestación fue construida en un área de 132 m² y entró en funcionamiento en el año 1986, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación La Mata maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 3 MVA.

Subestación Montecitos

La subestación Montecitos se encuentra ubicada en la vía Ocaña-Aguachica, frente al aeropuerto Hacaritama, en el municipio de Aguachica, a una altura de 1 202 msnm y pertenece a la Regional de Aguachica.

Esta subestación fue construida en un área de 24 m² y entró en funcionamiento en el año 1988, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.



Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Montecitos maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 0,5 MVA.

Subestación La Miel

La subestación La Miel se encuentra ubicada en la entrada corregimiento de La Vega vía Cachira, en el municipio de Cachira, a una altura de 2 025 msnm y pertenece a la Regional de Aguachica.

Esta subestación fue construida en un área de 609 m² y entró en funcionamiento en el año 1988, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación La Miel maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 0,5 MVA.

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

Subestación Los Mangos

La subestación Los Mangos se encuentra ubicada en la vereda Los Mangos, salida corregimiento de La Carrera, en el municipio de Cachira, a una altura de 2 025 msnm y pertenece a la Regional de Aguachica.

Esta subestación fue construida en un área de 400 m² y entró en funcionamiento en el año 1996, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Los Mangos maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 0,5 MVA.

Subestación Los Alpes



La Subestación Los Alpes se encuentra ubicada en el Sector Los Alpes, vereda Primavera vía Cachira, en el municipio de la Esperanza, a una altura de 2025 msnm y pertenece a la Regional de Aguachica.

Esta subestación fue construida en un área de 29 m² y entró en funcionamiento en el año 1988, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Los Alpes maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 0,5 MVA.

Subestación La Gabarra

La subestación Gabarra se encuentra ubicada en el barrio El Silencia junto al Cementerio, en el corregimiento La Gabarra, en el municipio de Tibú, a una altura de 115 msnm y pertenece a la Regional de Tibú.

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

Esta subestación fue construida en un área de 2 070 m² y entró en funcionamiento en el año 1990, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Gabarra maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 Kv y una capacidad de transformación de 2 MVA.

Subestación Oru

La subestación Oru se encuentra ubicada junto a la estación PS 4 Ecopetrol en el corregimiento Oru – Pachelly del municipio de Tibú, a una altura de 400 msnm y pertenece a la Regional de Tibú.

Esta subestación fue construida en un área de 336 m² y entró en funcionamiento en el año 1990, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.



Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Oru maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 3 MVA.

Subestación El Silencio

La subestación El Silencio se encuentra ubicada en la vereda Turquistan vía Cachira, en el municipio de Cachira, a una altura de 2 025 msnm y pertenece a la Regional de Aguachica.

Esta subestación entró en funcionamiento en el año 1996, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación El Silencio maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 0,16 MVA.

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

Subestación Nueva Gramalote

La subestación Nueva Gramalote se encuentra ubicada en la vereda Miraflores, municipio de Nuevo Gramalote a 49 km de Cúcuta, a una altura de 1 391 msnm y pertenece a la Regional de Cúcuta.

Esta subestación fue construida en un área de 1 400 m² y entró en funcionamiento en el año 2018, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Nueva Gramalote maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 6 MVA.

Subestación Campo Dos

La subestación Campo Dos se encuentra ubicada al norte del corregimiento Campo Dos, en el municipio de Tibú, a una altura de 50 msnm y pertenece a la Regional de Tibú.

Esta subestación fue construida en un área de 1 200 m² y entró en funcionamiento en el año 2019, se ubica en una zona rural y está clasificada como subestación intemperie, es decir, al aire libre y expuesta a las condiciones atmosféricas del lugar.

Con respecto a su capacidad instalada, la subestación Nueva Gramalote maneja niveles de tensión de 34,5 y 13,8 kV y una capacidad de transformación de 12 MVA.

4.8.5. Transformadores de distribución

CENS SA ESP tiene la administración, operación y mantenimiento de 22 860 transformadores de distribución distribuidos en su mercado de comercialización, en la Tabla 28 se presenta el detalle por capacidad y propiedad de los transformadores que opera.

Tabla 28. Detalle Transformadores de distribución CENS SA ESP

Municipio	Nivel de tensión			Total general
	7,6 kV	13,8 kV	34,5 kV	
Ábrego	364	542		906
Aguachica	29	1 120	2	1 151
Arboledas	19	261		280
Bochalema	11	197		208
Bucarasica	18	195		213
Cáchira	103	239	11	353
Cácota		109		109
Cerrito		1		1
Chinácota	1	432	2	435
Chitagá	39	197		236
Convención	172	319		491
Cubará		40		40
Cúcuta	28	5 647	99	5 774
Cucutilla	23	239		262
Durania	3	145		148
El Carmen	220	256		476
El Playón	2			2
El Tarra	242	343	1	586
El Zulia	30	497	7	534
Gamarra		273		273
González		84		84
Gramalote	11	200	1	212
Hacarí	166	251		417
Herrán	4	84		88
La Esperanza	137	138		275
La Gloria	78	290	1	369
La Playa	27	199		226
Labateca	8	186		194
Los Patios	3	787	4	794
Lourdes	5	105		110
Morales		233		233
Mutiscua	7	104		111
Ocaña	94	1 015		1 109
Pailitas	1			1
Pamplona	24	427	1	452
Pamplonita	14	199	2	215
Pelaya	39	109		148
Puerto Santander		97		97
Ragonvalia	12	112		124
Río de Oro	56	260	12	328
Río Viejo		38		38
Salazar	27	263		290
San Alberto		32		32

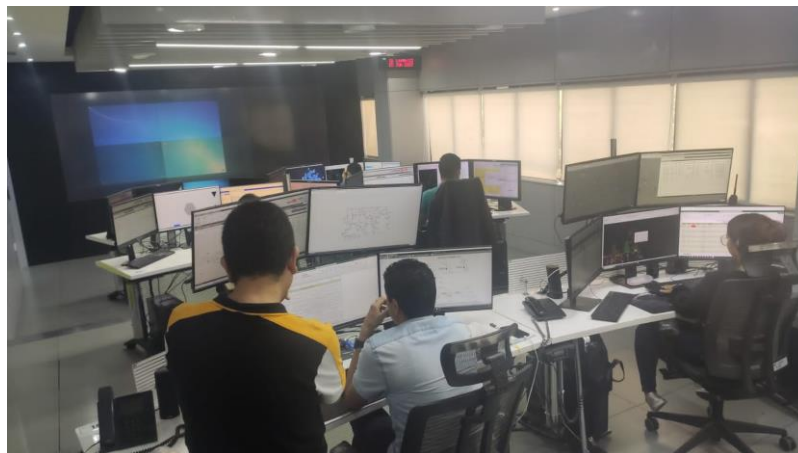
Municipio	Nivel de tensión			Total general
	7,6 kV	13,8 kV	34,5 kV	
San Calixto	94	229		323
San Cayetano	1	199	6	206
San Martín	17	3		20
Santiago	6	120		126
Sardinata	49	433		482
Silos	6	149		155
Simití		2		2
Teorama	30	389		419
Tibú	335	900	43	1278
Toledo		400	1	401
Villa Caro	47	165		212
Villa del Rosario	1	809	1	811
Total				22 860

Fuente: CENS SA ESP – Elaboración DTGE

4.8.5.1. Centro de control

CENS SA ESP cuenta con un Centro de Control, desde donde se realiza la coordinación y ejecución de las maniobras en el Sistema de Transmisión Regional (STR) y en el Sistema de Distribución Local (SDL) de manera segura, confiable y eficaz, cumpliendo con la regulación vigente, se encuentra ubicado en la sede principal de la empresa en la Avenida Aeropuerto 5N-220, barrio Sevilla en Cúcuta. Ver Figura 33.

Figura 33. Centro de Control – CENS SA ESP



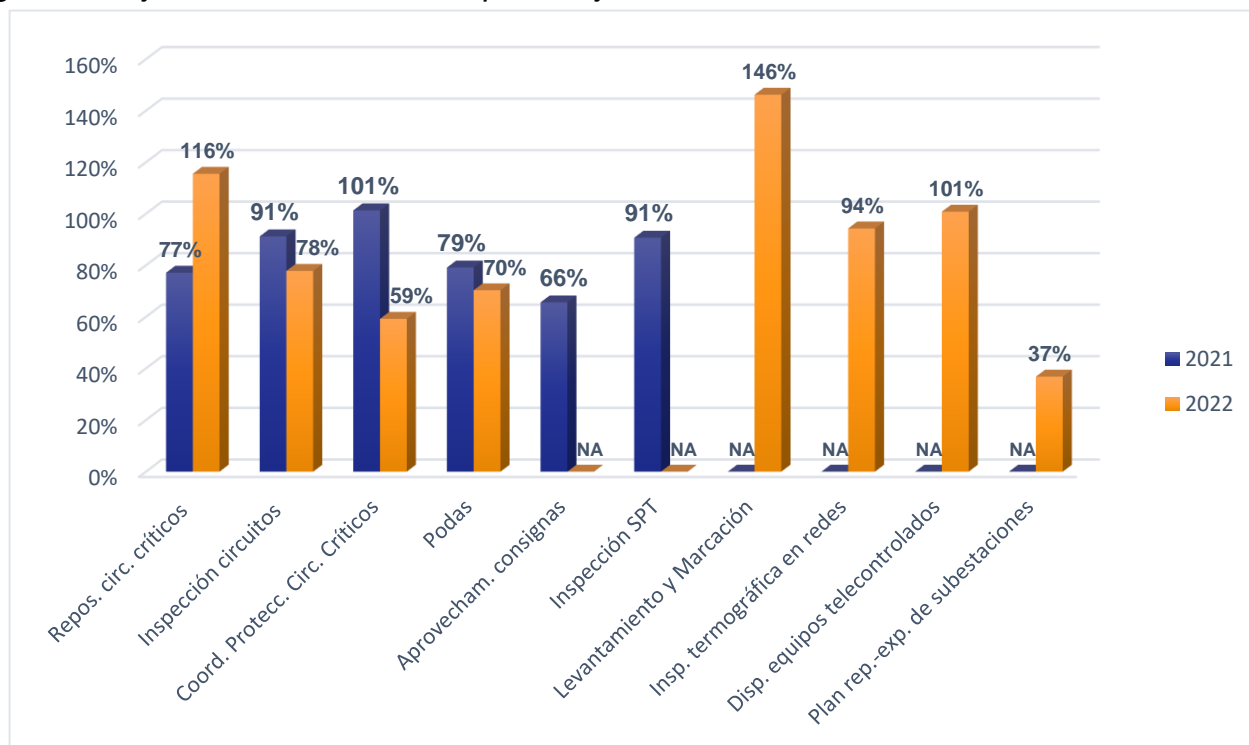
Fuente: DTGE - Visita Evaluación Integral.

4.8.6. Plan de mejoramiento de la calidad del servicio

CENS creó el Plan Calidad Mejoramiento en media tensión, como estrategia de mejora continua de la calidad del servicio que perciben los usuarios, reduciendo a su vez, las compensaciones y energía no suministrada, En este propósito se establecieron acciones puntuales sobre la red de distribución y se realizó seguimiento de estas a fin de garantizar que los indicadores de discontinuidad estén dentro de los valores de referencia dados por la Resolución.

El Plan Calidad Mejoramiento media tensión, tiene como base la aplicación de la metodología de criticidad dada por la dirección de gestión de activos, que permite determinar, los circuitos con mayor aporte a los indicadores de calidad del servicio SAIDI y SAIFI, para la implementación de acciones que van a apalancar el cumplimiento de las metas establecidas para dichos indicadores, Ver **Figura 34**

Figura 34. *Ejecución de actividades plan mejoramiento calidad del servicio 2021-2022.*



Fuente: CENS SA ESP – elaboración DTGE

4.8.7. Plan de inversión ejecutado 2022

Durante el año 2022, CENS SA ESP logró una ejecución del plan de inversiones regulatorio por valor de 63 765 000 COP, dichas inversiones estuvieron destinadas al mejoramiento en la calidad y continuidad del servicio, con obras enfocadas en la reposición y modernización de redes de media tensión, así como la reposición de infraestructura obsoleta, expansiones de red para la construcción de enlaces y atención de nuevos usuarios, el desarrollo de obras para la modernización en las subestaciones eléctricas de CENS SA ESP, así como inversiones para la optimización de la operación centralizada y el desarrollo de inversiones encaminadas a lograr una debida gestión de activos.

A continuación, se presenta la ejecución del plan de inversiones 2022, para las clasificaciones de tema, tipo de inversión y nivel de tensión.

En la Figura 35, se presenta los diferentes temas sobre los cuales se realizaron las inversiones.

Figura 35. *Inversiones 2022 por Tema – valores en MCOP*



Fuente: CENS SA ESP

Adicionalmente, CENS ejecutó el plan de inversiones por los diferentes tipos de inversión definidos en la Resolución CREG 015 de 2018, Definidos de la siguiente manera. Ver **Figura 36**.

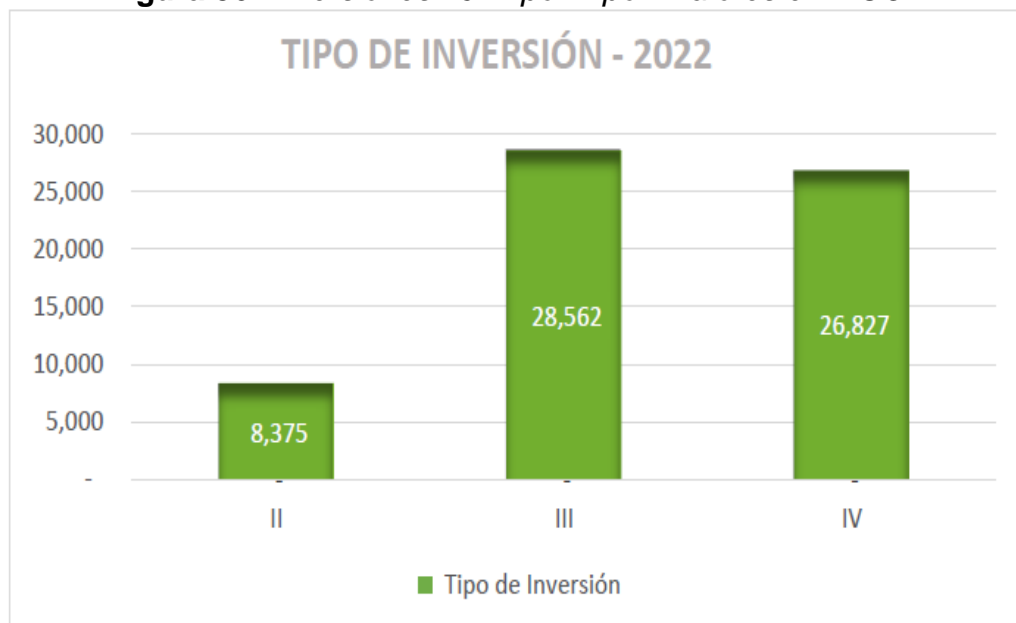
Tipo I: Motivados en la atención de demanda que ocasionan el remplazo de activos existentes para obtener una mayor capacidad del sistema.

Tipo II: Motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos sin remplazo de activos de existentes.

Tipo III: No motivados en la atención de demanda que remplazan activos existentes sin obtener una mayor capacidad del sistema.

Tipo IV: No motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos.

Figura 36. *Inversiones 2022 por Tipo – valores en MCOP*



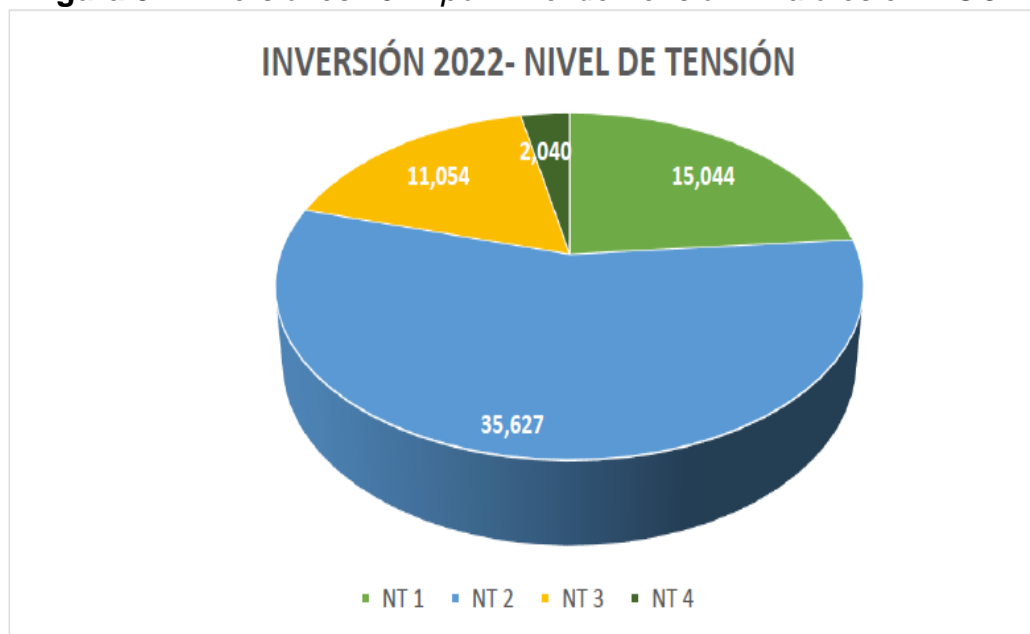
Fuente: CENS SA ESP

Las obras de inversión tipo III representaron un 45% del total ejecutado, desarrollando obras como la reposición de 14,79 km de redes en 34,5 kV y 126,18 km en redes de 13,2 kV, la modernización de 99,78 km en redes de baja tensión, la reposición de 3 930 postes media tensión y 5 414 postes de baja tensión, el cambio de 645 transformadores de distribución y la

normalización y reposición de equipos de subestaciones, Las obras de Inversión tipo IV representaron el 42% del total ejecutado, donde se destacan las obras desarrolladas para el control y reducción de pérdidas de energía, las obras enfocadas en el mejoramiento de la calidad del servicio y las inversiones realizadas para lograr la certificación en Gestión de activos.

Por último, CENS SA ESP ejecutó el plan de inversiones también por nivel de tensión (Ver **Figura 37**), las cuales estuvieron enfocadas en el nivel de tensión 2, donde se desarrollaron obras por valor de 35 627 millones COP en unidades constructivas, para la reposición de redes de infraestructura eléctrica en mal estado, En el Nivel de tensión 4 se realizaron obras por valor de 2 040 millones COP en unidades constructivas donde se instalaron equipos de control y comunicaciones, sistemas de puesta a tierra y equipos de subestación.



Figura 37. *Inversiones 2022 por Nivel de Tensión – valores en MCOP*



Fuente: CENS SA ESP

4.8.8. Calidad del servicio en el Sistema de Distribución Local (SDL)

Antes de presentar resultados en términos de calidad del servicio para CENS SA ESP, es importante precisar algunos conceptos sobre la actualidad regulatoria al respecto, La

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

metodología regulatoria de evaluación de la calidad del servicio de energía eléctrica se establece en la Resolución CREG 015 de 2018, cuya aplicación inició en enero de 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.

Con base en estos indicadores, la regulación establece el esquema de incentivos y compensaciones, los cuales, en 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, o beneficios monetarios para los usuarios en sus facturas en el caso de la calidad individual, La Superintendencia, en el marco de sus funciones, realiza el monitoreo de estos indicadores y vigila que se encuentren dentro de los límites definidos por la regulación vigente.

Dado lo anterior, la CREG, mediante la Resolución CREG 104 de 2019 «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 Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P.» estableció los indicadores de referencia y las metas de calidad del servicio media e individual con las cuales se evalúa la calidad del servicio para el mercado de comercialización de CENS SA ESP, En las Tabla 29, Tabla 30 y Tabla 31, se presentan los valores calculados por la CREG para CENS SA ESP, respecto a las metas de calidad media del servicio.

Tabla 29. Indicadores de referencia de calidad media – CENS SA ESP

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.

Variable	Unidad	Valor
SAIDI_Rj	Horas	42,168
SAIFI_Rj	Veces	10,105

Fuente: CREG 104 de 2019 – Elaboración DTGE

Tabla 30. Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas

Año	Año del periodo tarifario	SAIDI_M _{j,t}	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
2019	t=1	38,795	38,601	38,989
2020	t=2	35,691	35,513	35,870
2021	t=3	32,836	32,672	33,000
2022	t=4	30,209	30,058	30,360
2023	t=5	27,792	27,653	27,931

Fuente: CREG 104 de 2019 – Elaboración DTGE

Tabla 31. Metas anuales de calidad media para el indicador de frecuencia, veces

Año	Año del periodo tarifario	SAIFI_M _{j,t}	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
2019	t=1	9,297	9,250	9,343
2020	t=2	9,000	8,955	9,045
2021	t=3	9,000	8,955	9,045
2022	t=4	9,000	8,955	9,045
2023	t=5	9,000	8,955	9,045

Fuente: CREG 104 de 2019 – Elaboración DTGE

Así mismo, la CREG mediante la Resolución CREG 104 de 2019, 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 Cedonar, En las Tabla 32 Tabla 33, se

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.

presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de duración de eventos y en las Tabla 34 y Tabla 35, se 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 CENS SA ESP no deberán superar dichos indicadores en una ventana móvil de un año o podrán ser sujetos de compensación por calidad individual.

Tabla 32. DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas – CENS SA ESP

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	7,77	26,67	60,68
Riesgo 2	-	17,81	206,55
Riesgo 3	-	11,99	90,15

Fuente: CREG 104 de 2019 – Elaboración DTGE

Tabla 33. DIUG nivel de tensión 1, horas – CENS SA ESP

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	14,81	41,74	328,01
Riesgo 2	-	47,12	312,63
Riesgo 3		67,52	360,00

Fuente: CREG 104 de 2019 – Elaboración DTGE

Tabla 34. FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces – CENS SA ESP



Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 1	5	10	21
Riesgo 2	-	11	34
Riesgo 3	-	7	24

Fuente: CREG 104 de 2019 – Elaboración DTGE

Tabla 35. FIUG nivel de tensión 1, veces – CENS SA ESP

Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 1	7	15	41
Riesgo 2	-	17	42
Riesgo 3	-	32	57

Fuente: CREG 104 de 2019 – Elaboración DTGE

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

4.8.9. Calidad Media del servicio de energía eléctrica

Respecto a lo mencionado, la evolución de la calidad media del servicio de energía eléctrica para el mercado de comercialización de CENS SA ESP, desde el año 2019 al 2022, se comportó de la siguiente manera:

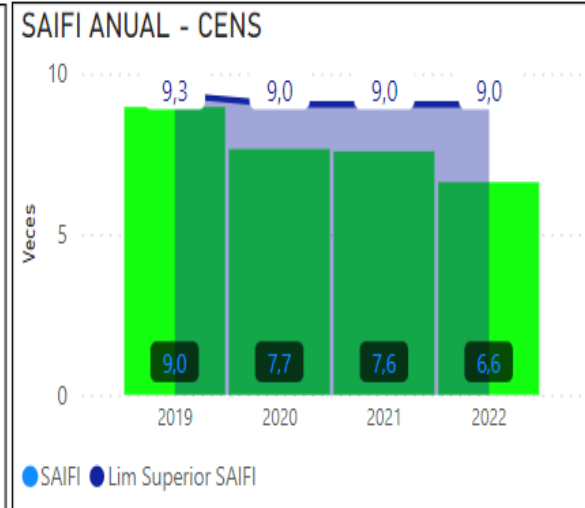
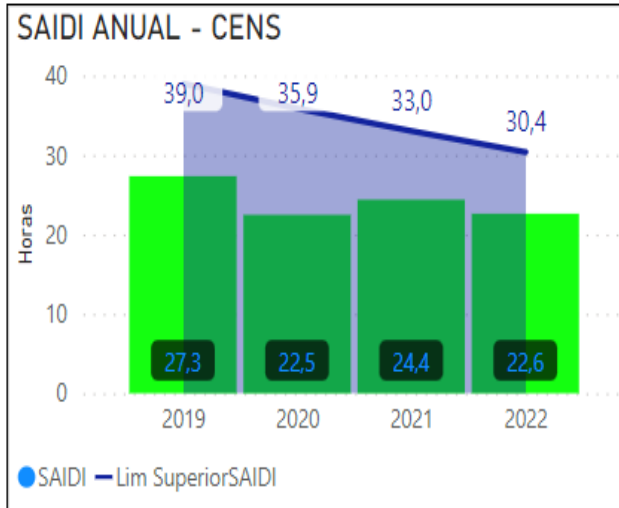
- Para el año 2019 CENS SA ESP **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2020 CENS SA ESP **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2021 CENS SA ESP **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2022 CENS SA ESP **cumplió** con las metas establecidas por la regulación para los indicadores SAIDI y SAIFI.

En la

Figura **38** se presenta de manera gráfica la evolución de los indicadores de calidad media del mercado de comercialización de CENS SA ESP, donde se evidencia una mejora continua en la calidad del servicio.

Figura 38. *Evolución Indicadores de Calidad Media*⁶

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



Fuente: SUI – Elaboración DTGECalidad Individual del servicio de energía eléctrica

En el marco de la evaluación integral se solicitó al prestador la información de compensación individual a usuarios para el año 2022 por sobrepasar los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual establecidos en la Resolución particular CREG 104 de 2019, referenciados en la Tabla 36, donde, según lo informado por CENS SA ESP para el año 2022, se compensaron 1 115 402 853 COP.

Al respecto, en revisión de la información cargada al SUI en el «FORMATO TC2, Facturación a Usuarios» en el campo 34 VC (\$) ⁷, se evidenció que la información reportada al SUI por parte de CENS SA ESP de acuerdo con el valor compensado durante el año 2022 fue de 1 115 493 887 COP, lo cual muestra una leve diferencia respecto a la información suministrada por la empresa en el marco de la evaluación integral, que equivale a 91 034 COP y 71 usuarios compensados.

Tabla 36. Compensación Calidad individual por DIU y FIU 2022, SUI vs CENS SA ESP

⁷ VC (\$): Corresponde al valor total en pesos (\$) compensados al usuario en la factura de acuerdo con lo definido en la Resolución CREG 015 de 2018 y Resoluciones que la modifiquen y/o sustituyan. Este campo se deberá diligenciar si el usuario recibió la compensación respectiva, en caso contrario, el valor a compensar no pagado se deberá registrar en el campo CONPU de este formato.

AÑO	MES	USUARIOS COMPENSADOS SUI	COMPENSADO TOTAL SUI (COP)	USUARIOS COMPENSADOS CENS	COMPENSADO TOTAL CENS (COP)
2022	1	6,556	36,700,774	6,556	36,700,787
2022	2	19,335	123,488,017	19,336	123,515,414
2022	3	12,360	99,522,376	12,352	99,478,561
2022	4	11,841	98,708,385	11,824	98,707,694
2022	5	988	7,499,137	978	7,499,148
2022	6	9,756	98,098,853	9,753	98,098,828
2022	7	7,300	66,325,660	7,293	66,276,024
2022	8	18,565	172,758,667	18,559	172,752,162
2022	9	8,250	85,836,360	8,241	85,829,837
2022	10	9,864	103,046,781	9,860	103,046,800
2022	11	13,350	121,794,793	13,346	121,783,600
2022	12	10,707	101,714,084	10,703	101,713,998
			1,115,493,887		1,115,402,853

Fuente: SUI y CENS SA ESP – Elaboración DTGE

- **DIU y FIU > 360 [horas, veces]**

En la Tabla 37, se presenta la cantidad de incumplimientos⁸ al DIU mayor a 360 horas durante los años 2019 al 2022. Así mismo, se presenta la cantidad de usuarios afectados, donde, para el año 2022 se presentaron 27 459 incumplimientos que corresponde a un incremento del 3,14% respecto al año 2021.

Respecto al número de usuarios afectados para el año 2022 se tuvieron 5 005 usuarios, con un aumento del 11,37% respecto al 2021, los usuarios afectados equivalen a un 0,85% del total de usuarios del mercado de CENS SA ESP a diciembre del 2022.

⁸ Un incumplimiento se contabiliza cada vez que el DIU y/o FIU supera las 360 horas o veces, sin importar si ocurrió varias veces al mismo suscriptor o usuario en el año.

Dado lo anterior, es importante mencionar que según lo dispuesto en el numeral 5,2 ítem b, de la Resolución CREG 015 de 2018, los prestadores deben abstenerse de «*tener al menos un usuario cuyo DIU o FIU es mayor a 360 horas o 360 veces, según corresponda*» para poder cumplir con la obligación prevista en el artículo 136 de la Ley 142 de 1994 «*Concepto de falla en la prestación del servicio*».

Tabla 37. Incumplimientos DIU>360 horas - usuarios afectados 2019-2022 – CENS SA ESP

Año	Incumplimientos (DIU>360)	Usuarios Afectados
2019	15.871	3.396
2020	24.613	4.720
2021	26.623	4.494
2022	27.459	5.005

Fuente: SUI – Elaboración DTGE

- **Diferencias en el cálculo de los indicadores de calidad media XM VS SUI**

La Resolución CREG015 del 2018 en el anexo general numeral 5.2.11.3.5 Informe del LAC, indica que en caso de existir diferencias entre los cálculos del LAC y del OR, el OR debe identificarlas y justificarlas.

En este contexto, CENS SA ESP remitió a la Superintendencia el informe explicativo de las diferencias existentes, reportadas por la empresa al SUI respecto de los cálculos de indicadores SAIDI-SAIFI comparadas con la información realizada por XM.

Las diferencias en los valores de los indicadores de calidad media reportados al SUI respecto a los calculados por XM, se muestran en la Tabla 38.

Tabla 38. Indicadores de media tensión OR - XM

Periodo	SAIDI OR	SAIDI XM	SAIFI OR	SAIFI XM
ene-22	1,342	1,484	0,363	0,367
feb-22	0,924	1,056	0,261	0,264
mar-22	1,119	1,263	0,398	0,402
abr-22	2,183	2,324	0,732	0,739

may-22	1,762	1,909	0,439	0,445
jun-22	1,578	1,722	0,413	0,418
jul-22	1,512	1,658	0,631	0,637
ago-22	2,265	2,414	0,903	0,910
sep-22	3,153	3,304	0,837	0,849
oct-22	2,599	2,757	0,679	0,699
nov-22	2,612	2,696	0,498	0,493
dic-22	1,563	1,847	0,462	0,469

Fuente: CENS SA ESP – Elaboración DTGE

La empresa aclara que, para el año 2022 las diferencias radican en dos principales hallazgos, el primero de ellos está relacionado con eventos que continúan abiertos en la plataforma de XM que ya el OR había cerrado, el segundo hallazgo por diferencias en la cantidad de usuarios afectados, estos hallazgos se detallan a continuación:

- Eventos abiertos en XM y ya cerrados por OR: Durante todos los meses del año 2022 CENS encontró 27 eventos con 27 registros de afectación por transformadores que siguen abiertos para XM, pero que el OR ya reportó como cerrados para la vigencia 2020, cabe resaltar que fueron los mismos 27 eventos en todos los meses relacionados.
- Eventos abiertos en XM y ajustados por el OR: Para todos los meses del año 2022 se encontraron 3 eventos abiertos (776589, 776593, 780668) que fueron ajustados por el OR con tipo de ajuste 3 (eliminar) en el formato TT9 y mensual de noviembre del 2020.
- Eventos con diferencia en el número de usuarios afectados: Para el año 2022 durante los meses de enero a septiembre se encontraron eventos en los que, el número de usuarios afectados por transformador que tiene XM, difiere del número de usuarios reportados en el TC1 del SUI durante el mismo periodo y para los mismos transformadores, en la Tabla 39 se muestra el resumen de la diferencia de usuarios por mes.

Tabla 39. *Diferencias de número de usuarios afectados por mes*

Mes	No. Eventos	No. Usuarios Diferencia
Enero	17	142
Febrero	2	8
Marzo	27	131
Abril	18	41
Mayo	11	14
Junio	12	22
Julio	27	39
Agosto	37	66
Septiembre	45	51

Fuente: CENS SA ESP – Elaboración DTGE

Finalmente, se resalta que existen diferencias considerables entre la información procesada y reportada por CENS SA ESP al SUI y la información empleada por XM para el cálculo del indicador de duración SAIDI, razón por la cual se requiere que el OR realice la gestión necesaria ante XM para que los eventos pendientes sean cerrados y adicionalmente se logren eliminar aquellos eventos solicitados para tal fin por parte del OR en el mes de noviembre de 2020, ya que persisten en la información de XM.

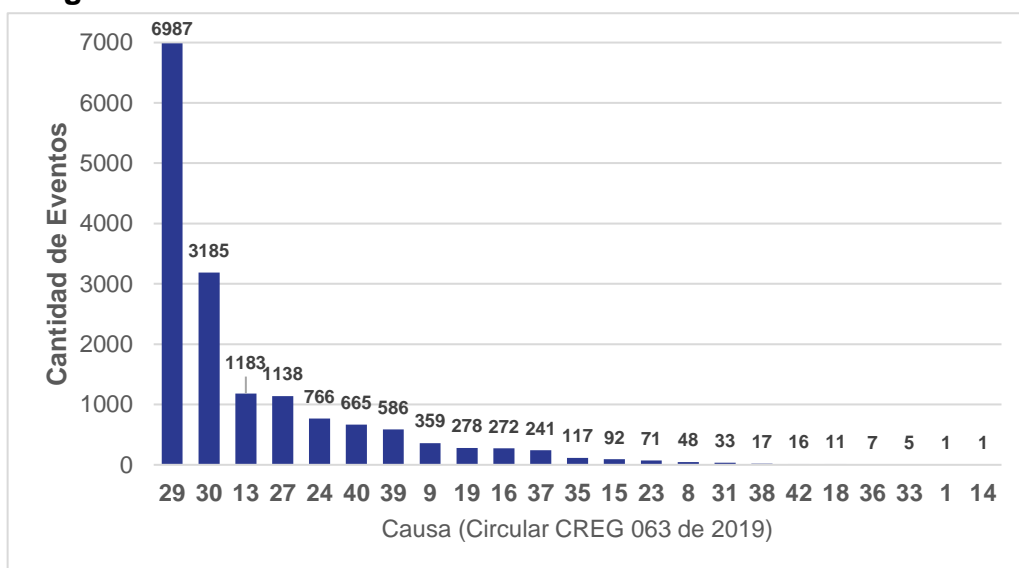
Por su parte, las diferencias del indicador de frecuencia SAIFI son pequeñas y se asocian principalmente a las cantidades de usuarios afectados por eventos, debido a inconvenientes en el amarre de usuarios a los transformadores registrados en los eventos.

- **Interrupciones en el SDL**

CENS SA ESP debe reportar en la plataforma INDICA, administrada por el LAC - XM, todas las interrupciones que se presentaron en su sistema de distribución local (SDL) con el detalle de las causas que las ocasionaron para determinar si son excluibles o no, de acuerdo con lo descrito en el numeral 5.2.2, de la Resolución CREG 015 de 2018, Información, que fue consultada por la SSPD con el fin de presentar el siguiente análisis: CENS SA ESP para el año

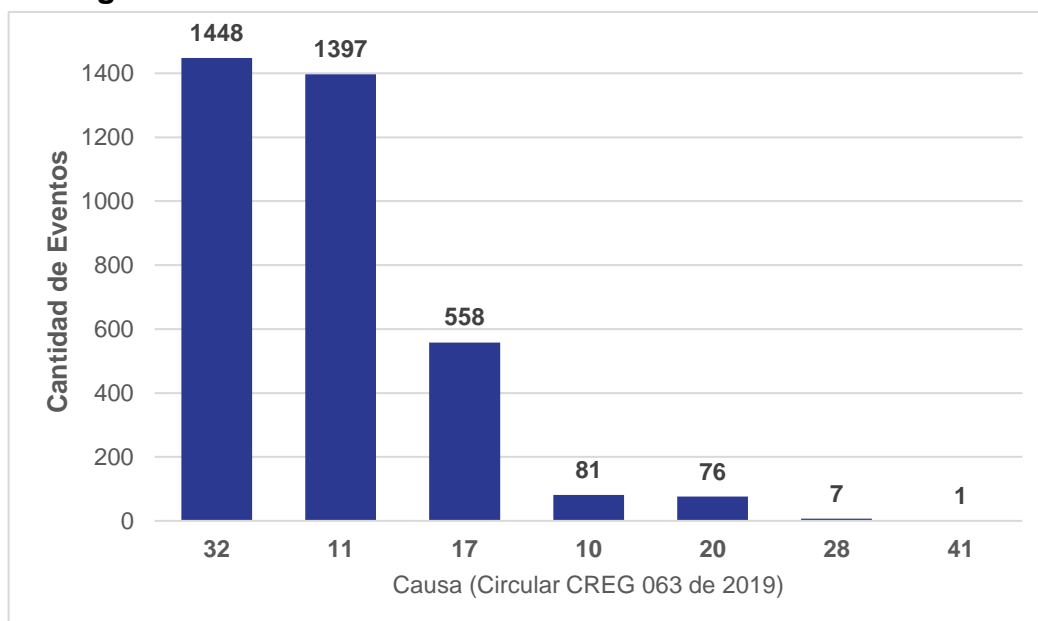
2022 reportó al INDICA 19 647 interrupciones al servicio de energía, de las cuales 16 079 se presentaron por causas no excluidas (ver Figura 39) y 3 568 por causas excluidas (ver Figura 40).

Figura 39. Cantidad de eventos no excluidos 2022 – CENS SA ESP



Fuente: INDICA – LAC

Figura 40. Cantidad de eventos excluidos 2022 – CENS SA ESP



Fuente: INDICA – LAC

De lo anterior, con el fin de evaluar si CENS SA ESP está cumpliendo con la correcta exclusión de eventos, se solicitó al prestador presentar los soportes de exclusiones de 50 interrupciones que fueron excluidas durante el año 2022, en donde se pudo evidenciar que muchos de los soportes para excluir eventos principalmente de las causas 28 « Catástrofes Naturales» y 17 «Actos de Terrorismo» presentan documentos que no están acorde con lo dispuesto en el numeral 5.2.2 EXCLUSIÓN DE EVENTOS de la Resolución CREG 015 de 2018, razón por la cual, a continuación se menciona parte de la respuesta emitida por la CREG a ASOCODIS mediante radicado CREG S2022002666, donde la CREG aclara lo siguiente:

«Dado que la regulación exige el “soporte dado por autoridad competente”, se entiende que el OR, si bien puede clasificar el evento dentro del plazo establecido para el reporte, deberá contar con la certificación respectiva al momento de la verificación o, en su defecto, la documentación que demuestre que la solicitud de expedición de este soporte se encuentra en trámite por parte de la autoridad competente. Con esto, aclaramos que esta Comisión entiende que, por tanto, este será un trámite que deberá realizar con posterioridad al reporte, pero que deberá estar documentado, para la verificación de que trata el numeral 5.2.12 y para la revisión que realice la SSPD dentro de sus competencias.

(...)

Así mismo, entendemos que para el caso de un acto de terrorismo la documentación que demuestra que el OR ha tramitado la solicitud del soporte por esta causa corresponderá a la denuncia radicada por el presunto delito de terrorismo, mientras se obtiene la sentencia condenatoria en donde se declare que se presentó un acto de terrorismo en la zona en la que se encuentran los activos afectados por el evento. Así, la denuncia interpuesta por el representante legal o judicial del OR, mientras la autoridad competente resuelve la solicitud del OR, será suficiente para demostrar que el soporte respectivo se encuentra en trámite.

Es importante aclarar que la Comisión entiende que se consideran válidos los soportes dados por la autoridad competente, o los documentos de trámite que demuestren la solicitud de la expedición de este soporte, en los que se indique textualmente que se trata de una catástrofe natural debida a erosión (volcánica, fluvial o glacial), terremoto, maremoto, huracán, ciclón y/o tornado, o, en el caso de un acto de terrorismo, que indique textualmente que se declaró o se denunció un acto de terrorismo.

Adicionalmente, se entiende que la documentación de soporte, para que sea válida, deberá contener información suficiente para verificar el nexo de causalidad entre el evento ocurrido en los activos del sistema y la situación excluida según los literales g) y h), esto es, que identifique las circunstancias de modo, tiempo y lugar que permitan relacionar el evento con la cusa de exclusión a soportar.»

Adicional a lo anterior, en revisión de la información de interrupciones extraída del INDICA en cuanto a eventos y sus correspondientes causales, esta Superintendencia encontró que el evento 945936 reportado por CENS SA ESP, se encuentra relacionado con la causal 15 «Acciones de terceros» y la causal 28 «Catástrofes Naturales», lo cual puede generar conflicto en la calidad de la información ya que dicho evento está asociado a dos causas.

Por lo expuesto, la SSPD solicitó a la empresa adelantar los trámites correspondientes con las entidades territoriales con el fin de tener los soportes de los eventos con causal 28, además de enviar a esta entidad un informe donde se evidencien todos los soportes de los eventos excluidos con causal 28 «Catástrofes Naturales» para los años 2021 y 2022.

4.8.10. Planes de inversión

En el marco de la metodología de remuneración de la actividad de distribución vigente, la Resolución CREG 015 de 2018 y posteriores resoluciones que la modifican, CENS en calidad de OR solicitó, a través de la actuación administrativa CREG E-2018-007900 del 8 de agosto de 2018, aprobación de los ingresos asociados con el STR y DSL que opera. Como parte de

dicha solicitud, presentó el 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 104 de 2019. En respuesta, la empresa presentó recurso de reposición a la resolución mencionada, el cual fue respondido por la CREG a través de la Resolución CREG 069 de 2021 donde se modificó el plan de inversiones inicialmente aprobado, entre otras variables asociadas a los cargos. De esta manera dejando en firme los cargos aprobados y el plan de inversión establecido en esta resolución.

Con respecto al ajuste del plan de inversiones, la Resolución CREG 015 de 2018 en el literal g) del numeral 6.6 establece que en agosto del año cuatro de ejecución del plan los OR debieron presentar solicitud de revisión al plan de inversiones, siendo esta fecha límite agosto de 2022. En este sentido, se evidenció que la empresa solicitó la modificación al plan de inversión a la CREG, con el fin de incluir los activos puestos en operación en 2018. La CREG aprobó esta solicitud mediante Resolución CREG 138 de 2021.

Plan de inversiones aprobado

El plan de inversiones que se encuentra vigente y en firme corresponde al aprobado en la Resolución CREG 104 de 2019 y ratificado por la Resolución CREG 138 de 2021, cuyos montos globales se presentan en la Tabla 40.

Tabla 40. *Plan de Inversiones de CENS S.A. E.S.P. 2020-2025 aprobado, en firme y vigente. Cifras dadas en millones de COP de 2017.*

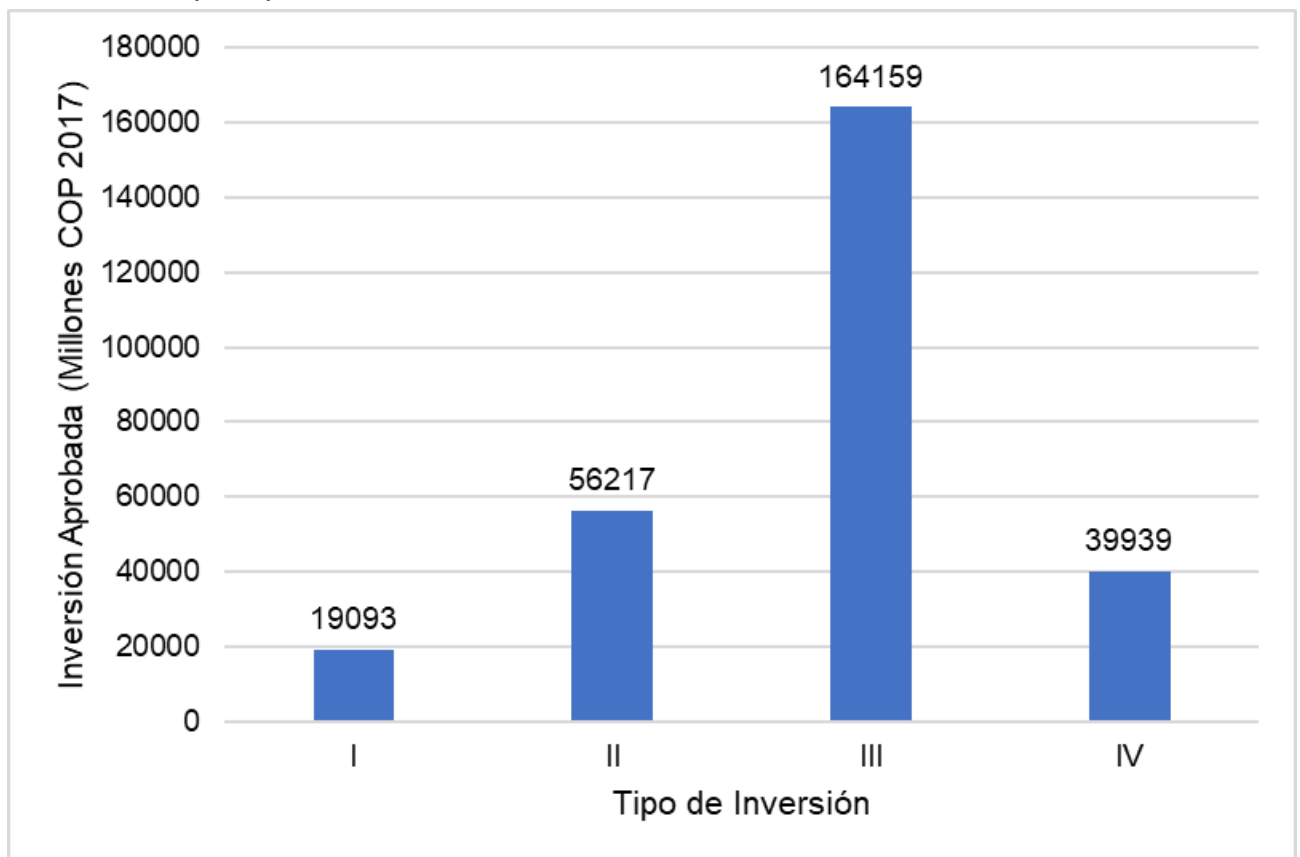
	2019	2020	2021	2022	2023	2024	2025	Total
Inicial en firme	91,428	56,212	69,462	55,626	94,606	158,420	65,122	590,876

Fuente: Resolución CREG 138 de 2021. Elaboración DTGE.

Este plan contempla las inversiones requeridas para la expansión del sistema, reposición de activos, mejoramiento de la calidad y confiabilidad del servicios, reducción y mantenimiento de pérdidas de energía y renovación tecnológica de los activos de uso.

A continuación, la Figura 41 presenta el monto total de inversiones aprobadas desagregado por tipo de inversión, se observa que la mayor parte de las inversiones se concentran en proyectos de Reposición y Expansión (Tipo III y II), con un 58,75% y 20,12% respectivamente.

Figura 41 Plan de inversiones aprobado de CENS S.A. E.S.P para 2019-2023 desagregado por tipo de inversión. Cifras dadas en millones de COP de 2017.



Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por CENS

El plan de inversiones aprobado está compuesto por un total de 399 proyectos de inversión enfocados en los diferentes objetivos delineados anteriormente. En la Tabla 41 se presentan los proyectos aprobados más representativos en términos de inversión.



 Superservicios Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
--	--	---

Tabla 41. *Proyectos de inversión aprobados representativos por monto aprobado. Cifras dadas en COP de 2017.*

Código del proyecto	Nombre	Tipo de proyecto de inversión	Año entrada en operación aprobado	Valor aprobado (CREG)
28544982019NT4I	Repotenciación línea Ocaña - Convención 115 kV - Ocaña - Año 2019 - Tipo I - Nivel 4 - C STR	I	2019	\$ 11.874.280.295
10548102019NT3II	Nueva subestación Campo II 34.5 kV - Tibú - Año 2019 - Tipo II - Nivel 3	II	2019	\$ 6.857.870.361
NEG0717TYD235449820	Reposición redes de distribución CENS	III	2020	\$ 6.092.116.974
NEG0719TYD435400121	Automatización de redes distribución CENS	III	2021	\$ 5.085.449.000
NEG0717TYD3354660-22	Reposición redes de distribución CENS	III	2022	\$ 5.008.914.000
PEI0342TYD4254001-24	Normalización subestación Sevilla 115/34.5 kV e interconexión a 115 kV	II	2024	\$ 4.896.833.600
NEG0717TYD335466021	Reposición redes de distribución CENS	III	2021	\$ 4.719.510.300
29540012019NT4II	Repotenciación línea Belén - Ínsula 115 kV - Cúcuta - Año 2019 - Tipo II - Nivel 4 - C STR	II	2019	\$ 4.641.562.498
14540012019NT2IV	Proyecto reducción y control pérdidas de energía - Cúcuta - Año 2019 - Tipo IV - Nivel 2	IV	2019	\$ 4.528.712.400
PEI0553TYD425400120	Repotenciación de líneas CENS 115 kV	II	2020	\$ 4.244.189.669

Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por CENS

➤ **Ejecución del plan de inversión**

A continuación, en la Tabla 42 se presenta la ejecución general del plan de inversiones para el periodo 2019-2022.

Tabla 42. *Ejecución global del plan de inversión para EMSA desde 2019 a 2022. Cifras dadas en COP de 2017.*

2019	INVA (COP 2017)	91.428.367.824
	INVR (COP 2017)	73.169.170.452
	Ejecución (%)	80%
2020	INVA (COP 2017)	56.211.694.975
	INVR (COP 2017)	58.764.971.514
	Ejecución (%)	104,5%
2021	INVA (COP 2017)	69.462.089.534

	INVR (COP 2017)	68.646.292.185
	Ejecución (%)	98,83%
2022	INVA (COP 2017)	55.625.728.011
	INVR (COP 2017)	63.764.522.846
	Ejecución (%)	114,63%
Global	INVA (COP 2017)	272.727.880.344
	INVR (COP 2017)	264.344.956.997
	Ejecución (%)	96,93%

Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por CENS

Se observa que el operador cuenta con niveles de ejecución sobresalientes a excepción del año 2019, año durante el cual se vieron retrasados proyectos de inversión significativos cuya entrada en operación en un principio se encontraba contemplada para dicho año, siendo el más relevante la expansión y repotenciación de la Línea Belen-Insula 115 kV (4.641 y 2.936 MCOP 2017).

En la Tabla 43 y Tabla 44, se presentan entre otros, el detalle de las inversiones ejecutadas fuera del plan por CENS, ya sea por motivos de emergencia o prioritarios para el sistema de distribución. Es relevante destacar que las inversiones fuera del plan pueden ser aplicadas para remuneración y reconocidas dentro de la variable de ejecución de inversiones, INVR_j, siempre y cuando los proyectos puedan ser enmarcados en las unidades constructivas del capítulo 14 y 15 de la Res. CREG 015 de 2018.

Tabla 43. Ejecución global del plan de inversión para EMSA desde 2019 a 2020. Cifras dadas en COP de 2017.

Variable	2019			2020		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del plan	91.436.395.839	72.441.581.915	79,23%	56.211.694.975	58.764.971.521	104,54%
Sin ejecutar	18.994.813.924	0		0	0	
Fuera del plan	0	727.588.544		0		
Total	91.436.395.839	73.169.170.459	80,02%	56.211.694.975	58.764.971.521	104,54%

Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por CENS

Tabla 44. Ejecución global del plan de inversión para EMSA desde 2021 a 2022. Cifras dadas en COP de 2017.

Variable	2021			2022		
	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)	Aprobado (COP 2017)	Ejecutado (COP 2017)	Ejecución (%)
Dentro del plan	59.966.835.872	68.646.292.185	98,83%	55.625.728.011	50.691.638.658	91,13%
Sin ejecutar	815.777.349	0		4.934.089.353	0	
Fuera del plan	0	0		0	13.072.884.188	
Total	69.462.069.534	68.646.292.185	98,83%	55.625.728.011	63.764.522.846	114,63%



Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por CENS

De las tablas anteriores, se observa que la empresa a partir del año 2020 ha mantenido unos porcentajes de ejecución de inversiones cercanos al 100% de los proyectos dentro del plan aprobado por la CREG. Es de resaltar que para el año 2022 se presentó una ejecución de inversiones dentro del plan ligeramente menor en comparación a los años anteriores, pero esta situación es compensada con la ejecución de proyectos fuera del plan.

En la Tabla 45 se presentan los proyectos más representativos en cuanto a las inversiones que ha ejecutado CENS durante los cuatro años evaluados. Se observa en la mayor parte de estos proyectos tienen una ejecución cercana o superior al 100% del plan de inversión aprobado.

Tabla 45. Proyectos de inversión ejecutados representativos por monto ejecutado. Cifras dadas en COP de 2017.

Nombre	Tipo de proyecto de inversión	Valor aprobado (COP 2017)	Valor ejecutado (COP 2017)	Porcentaje de ejecución	Incluido en el plan de inversión aprobado
Repotenciación línea Ocaña - Convención 115 kV - Ocaña - Año 2019 - Tipo I - Nivel 4 - C STR	I	11.874.280.295	11.461.106.152	96,52%	Si
Reposición redes de distribución CENS	III	6.092.116.974	9.489.686.793	155,77%	Si
Nueva subestación Campo II 34.5 kV - Tibú - Año 2019 - Tipo II - Nivel 3	II	6.857.870.361	6.570.894.290	95,82%	Si

 Superservicios Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios	INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA	
--	--	---

Repotenciación de líneas CENS 115 kV	II	4.244.189.669	5.767.322.002	135,89%	Si
Expansión redes de distribución CENS	II	1.856.303.600	571.100.4457	307,65%	Si
Automatización de redes distribución CENS	IV	105.462.000	4.830.571.522	4580,39%	Si
Nueva subestación Gamarra 34.5 kV - Gamarra - Año 2019 - Tipo II - Nivel 3	II	2.976.488.130	4.548.470.211	152,81%	Si
Automatización de redes distribución CENS	III	5.085.449.000	4.506.043.272	88,61%	Si
Normalización subestación Sevilla 115/34.5 kV e interconexión a 115 kV	II	4.896.833.600	3.813.321.000	77,87%	Si
Reposición redes de distribución CENS	III	1.479.599.812	3.719.597.202	251,39%	Si
Nueva subestación Campo II 34.5 kV - Tibú - Año 2019 - Tipo II - Nivel 2	II	2.358.679.514	3.064.349.220,8	129,92%	Si
Gestión de Activos CENS	IV	1.876.894.709	2.696.161.717	143,65%	Si
Expansión redes de distribución CENS	IV	0	2.611.824.590	NA	No

Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por CENS

Remuneración del plan de inversión

La componente de la remuneración anual anticipada que reciben los operadores y que hace parte del cálculo de los cargos por nivel de tensión, corresponde a la Base Regulatoria de Activos Nuevos (BRAEN) la cual está definida en el numeral 3.1.1.2. del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018. Esta componente se desglosa en tres términos principales por nivel de tensión:

- Inversiones aprobadas para el año a remunerar ($INVA_{j,n,t}$).
- Ejecución del año previo a remunerar ($INVR_{j,n,t-1}$).
- Inversiones aprobadas para el año anterior a remunerar ($INVA_{j,t-1}$).

Los dos primeros términos contribuyen de manera positiva al BRAEN, mientras que el tercero de manera negativa. En palabras gruesas, en el BRAEN se calcula las inversiones del año a remunerar y la diferencia entre lo ejecutado y lo aprobado del año anterior. Por lo tanto, la

remuneración percibida por el operador se verá afectada de manera negativa si hay subejecución del plan.

Otro de los factores que afectan de manera negativa la remuneración de un operador de red es el índice de Ajuste por Ejecución del plan de inversiones ($IAPA_{j,n,t}$). Como su nombre lo indica, corresponde una variable cuyo valor depende del nivel de ejecución del operador y ajusta la remuneración de las inversiones por nivel de tensión. Para el nivel de tensión 4 este índice toma un valor de 1 independientemente del nivel de ejecución. Para el resto de los niveles de tensión, esta variable toma un valor de 1 para los dos primeros años de ejecución, pero a partir del tercer año corresponde al índice de ejecución promedio de los dos años anteriores si el resultado de este es inferior a 0,8. En particular, este índice ajusta el valor de las inversiones aprobadas en la fórmula del BRAEN. La ejecución de CENS por nivel de tensión se presenta en la Tabla 46.

Tabla 46. Ejecución de plan de inversión desagregado por nivel de tensión. Cifras dadas en COP de 2017.

Nivel de tensión	INVA 2019	INVR 2019	Ejecución (%)	INVA 2020	INVR 2020	Ejecución (%)
1	14.966.367.795	16.513.604.550	110,34%	12.829.250.733	15.384.815.168	119,92%
2	40.968.085.727	29.459.582.632	71,91%	26.141.902.910	26.486.227.190	101,32%
3	11.842.181.998	11.211.831.344	94,68%	7.290.582.084	7.094.170.368	97,31%
4	23.659.760.319	15.984.151.933	67,56%	9.949.959.248	9.799.758.795	98,49%
Total	91.436.395.839	73.169.170.459	80,02%	56.211.694.975	58.764.971.521	104,54%
Nivel de tensión	INVA 2021	INVR 2021	Ejecución (%)	INVA 2022	INVR 2022	Ejecución (%)
1	15.468.258.036	16.875.953.171	109,10%	14.039.861.583	15.043.613.240	107,15%
2	33.138.168.346	33.392.910.088	100,77%	30.032.356.204	35.626.935.272	118,63%
3	15.812.459.219	14.232.180.557	90,01%	7.866.922.097	11.053.635.951	140,51%
4	5.043.203.933	4.145.248.369	82,19%	3.686.588.127	2.040.338.383	55,34%
Total	69.462.089.534	68.646.292.185	98,83%	55.625.728.011	63.764.522.846	114,63%

En la Tabla 47 se presenta el análisis de la remuneración para todos los niveles de gestión. En términos generales la empresa ha visto su remuneración compensada o penalizada por sobre ejecución o subejecución.

Tabla 47. Análisis de remuneración por plan de inversión para los años 2022 y 2023.

Variable	NT1	NT2	NT3
----------	-----	-----	-----

	2022	2023	2022	2023	2022	2023
INVA (t)	14.039.861.583	3.145.589.200	30.032.356.204	3.661.135.175	3.686.588.127	10.307.385.000
INVR (t-1)	16.875.953.171	15.043.613.240	33.392.910.088	35.626.935.272	4.145.248.369	11.053.635.951
INVA (t-1)	15.468.258.036	14.039.861.583	33.138.168.346	30.032.356.204	7.094.170.368	7.866.922.097
INVR_cota (t-1)	16.875.953.171	15.043.613.240	33.392.910.088	33.035.591.824	4.145.248.369	8.653.614.307
Diferencia INVR	0	0	0	2.591.343.448	0	2.400.021.644
IAPA (t)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
IAPA (t-1)	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00	1,00
BRAEN	16.720.196.080	4.149.340.857	30.287.097.946	6.664.370.795	737.666.128	11.094.077.210
BRAEN (IAPA = 1)	16.720.196.080	4.149.340.857	30.287.097.946	6.664.370.795	737.666.128	11.094.077.210
Diferencia BRAEN	0	0	0	0	0	0
Diferencia ejecución	1.407.695.135	1.003.751.657	254.741.742	5.594.579.068	-2.948.921.999	3.186.713.854

Fuente: Elaboración SSPD a partir de la información entregada por CENS

Se puede destacar que en el nivel de tensión 2 y 3 para la remuneración anticipada de 2023, la empresa tuvo una ejecución superior al 110% del valor de inversiones aprobadas, ocasionando que la empresa no percibiera la totalidad de la inversión ejecutada en 2022. Sin embargo, el remanente se entiende podrá ser trasladado a la remuneración de 2024 en su totalidad.

Estrategia de comunicación y difusión de plan de inversión

La Resolución CREG 015 de 2018 en el numeral 6.7 del anexo general define que los Operadores de Red deben definir una estrategia de comunicación para difundir con los usuarios el plan de inversión, las metas reposición, calidad, reducción y mantenimiento de pérdidas. Esta estrategia debe contener como mínimo los siguientes tres puntos

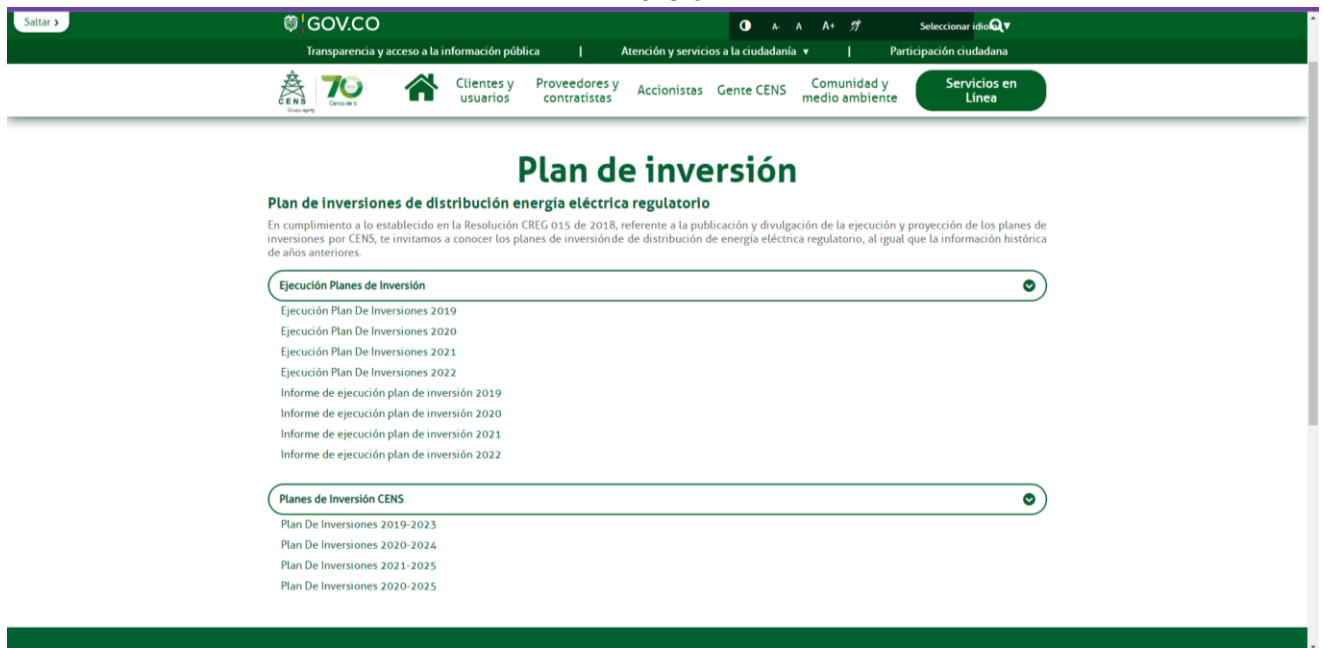
«(...) a. *Elaboración de un informe anual, en lenguaje sencillo, con las metas, inversiones e indicadores de ejecución del plan de inversión para los usuarios del mercado de comercialización. El informe deberá ser publicado en la página web del OR antes del último día hábil del mes de marzo de cada año.*

b. *Desarrollo y mantenimiento de un sitio web con la información asociada a la ejecución del plan de inversión.*

c. Publicación anual en un diario de amplia circulación en el mercado de comercialización de un resumen con las metas propuestas y el avance en la ejecución de los proyectos de inversión (...)»

Con respecto al punto a. y b., CENS cuenta con acceso a través de su página Web a los informes de ejecución presentados a la CREG y a la SSPD a través del enlace <https://www.cens.com.co/home/plan-de-inversion> (Ver Figura 42). Además, da cumplimiento del literal c. del numeral 6.5 del anexo general de la resolución en cuestión en el cual se estipula que los informes de ejecución remitidos a la CREG y SSPD deben estar públicos en el portal web.

Figura 42 Captura de pantalla página Web destinada a divulgación de ejecución del plan de inversión.



Fuente: CENS

En particular, el contenido de los informes orientado a usuarios fue verificado teniendo en cuenta lo dispuesto la Circular CREG 024 de 2020 en cuanto a su contenido

«El informe para los usuarios deberá contener como mínimo los literales a) al f) y el h) en un lenguaje sencillo teniendo de presente el público al que va dirigido y publicarse en formatos Microsoft word y pdf».

A continuación, en la Tabla 48 se presenta la verificación de lo contemplado en la Circular CREG 024 de 2020.

Tabla 48. Verificación de contenido de informe de ejecución de plan de inversión orientado a usuarios.

Contenido	2019	2020	2021	2022
a) Resumen ejecutivo	Si	Si	Si	Si
b) Acciones encaminadas al beneficio de los usuarios	Si	Si	Si	Si
c) Descripción del sistema operado	Si	Si	Si	Si
d) Resumen del plan de inversión aprobado	Si	Si	Si	Si
e) Avance en el cumplimiento de metas	Si	Si	Si	Si
f) Desviaciones del plan de inversión	Si	Si	Si	Si
h) Gestión de activos	Si	Si	Si	Si

En términos generales, se evidenció un cumplimiento de la empresa para la divulgación de la información relacionada a la ejecución del plan de inversiones, es especial los informes que pone a disposición de los usuarios.

4.8.11. Plan de Pérdidas

CENS en calidad de operador de red cumplió la condición habilitante para optar por plan de reducción de pérdidas. Como resultado de lo anterior, CENS presentó plan de reducción de pérdidas en el marco de la solicitud de aprobación de ingresos, el cual fue aprobado con la Resolución CREG 104 de 2019 y posteriormente modificado mediante la Resolución CREG 501 044 de 2022.

Cabe mencionar que el plan aprobado para CENS no contempla la componente de inversión (INVNUC_{j,t} = 0), es decir, la CREG determinó que para cumplimiento de la senda de disminución la empresa solo requería un plan de mantenimiento de pérdidas.

El costo final del plan de reducción de pérdidas de energía eléctrica no técnicas (CPOR_j) tiene un valor total de 4.274 millones COP, como costos de AOM de pérdidas de energía reportados a la CREG en vigencias anteriores (AOMP_j) para cumplir una senda propuesta de disminución del indicador de pérdidas totales en 10 años de 1,25%.

Índice de pérdidas totales

El índice de pérdidas totales calculado por la empresa, los cuales coinciden con el reporte hecho al Sistema Único de Información de la SSPD se presenta en la Tabla 49.

Tabla 49. Evolución del Índice de Pérdidas Totales para CENS S.A. E.S.P. 2019-2022

Año	2019	2020	2021	2022
IPT (%)	12,419	12,846	13,171	12,728

En relación con el cumplimiento de las metas regulatorias, se observa que CENS ha incrementado sus indicadores de pérdidas desde el 2019 a 2021, pero solo en este último periodo se superaron las metas regulatorias establecidas en su plan de gestión de pérdidas.

Sin embargo, CENS para el año 2022 redujo su indicador de pérdidas, permitiendo cumplir las metas regulatorias, razón por la cual la empresa a la fecha mantiene activo el plan de pérdidas aprobado.

Estrategias de gestión de pérdidas

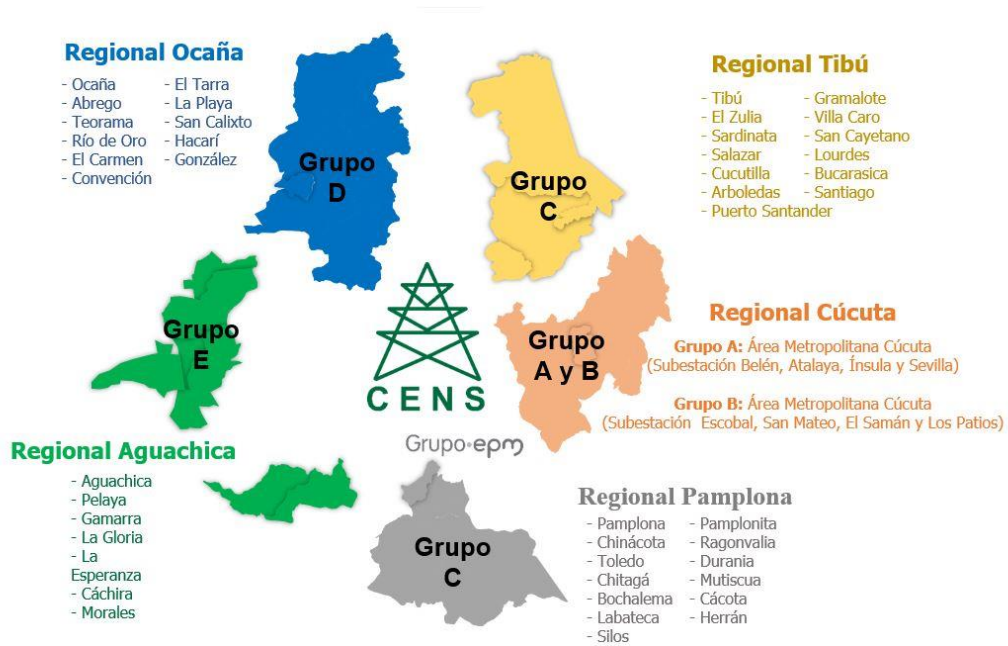
A continuación, se listan algunas de las estrategias implementadas por CENS como parte del plan de gestión de pérdidas, con el objetivo de reducir las pérdidas de su mercado.

- **Balance de energía por zonas y circuitos:**

Instalación de medición en cabeceras de circuitos para realizar balances de energía en nivel de tensión 3 consistente en comparar la energía registrada por el medidor y los consumos de los clientes.



Con base en el resultado de este balance, la empresa generó una división eléctrica del departamento del Norte de Santander en cinco regionales, a saber, Cúcuta, Pamplona, Tibú, Ocaña y Aguachica. Esto con el fin de focalizar los esfuerzos en áreas con mayor potencial de recuperación de pérdidas. Ver Figura 43

Figura 43 Caracterización eléctrica zonal del departamento de meta y sus pérdidas.



Fuente: Informe Plan Gestión de Pérdidas CENS.

Con respecto a la regional Tibú, CENS reporta la dificultad en el acceso debido a problemas de orden público, principalmente grupos armados ilegales, lo que ha dificultado el control de pérdidas, gestión de cartera y comerciales. Según la información presentada por la empresa, esta región presenta una tendencia incremental en los indicadores de pérdidas, siendo para 2022 un 51,17%.

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

En términos generales, la empresa menciona que los indicadores de pérdidas más altos de su mercado se presentan en las zonas rurales.

- **Seguimiento a clientes industriales y de alto consumo:**

La empresa menciona que esta estrategia se enfoca en la instalación de equipos de macro medición con perfil de carga en circuitos con usuarios AGPE, seguimiento a de los datos obtenidos por teledatada a usuarios de alto consumo e instalación de equipos combinados de media tensión en circuitos identificados con altas pérdidas.

- **Vinculación de usuarios**

La empresa junto con las alcaldías ha logrado la vinculación de 4.438 usuarios de asentamientos humanos y de condición dispersa a lo largo del departamento. La mayor cantidad de usuarios de vinculados se encuentran en las regionales Cúcuta y Ocaña.

- **Gestión de análisis de datos**

CENS menciona que ha implementado el uso de la herramienta Rihana para el análisis de los datos, el cual mediante el uso de algoritmos genéticos y sobre reglas de supervisión establecidas por la empresa, entrega una identificación de posibles puntos en los cuales se deban realizar alguna acción de control.

- **Recuperación de energía**

Recuperación de energía por procesos administrativos en los cuales se realizan revisiones rutinarias a clientes regulados en medida directa. En el año 2022 se han realizado procesos administrativos de recuperación de energía resultando en una recuperación de 18,58 GWh.

- **Construcción o remodelación de redes**

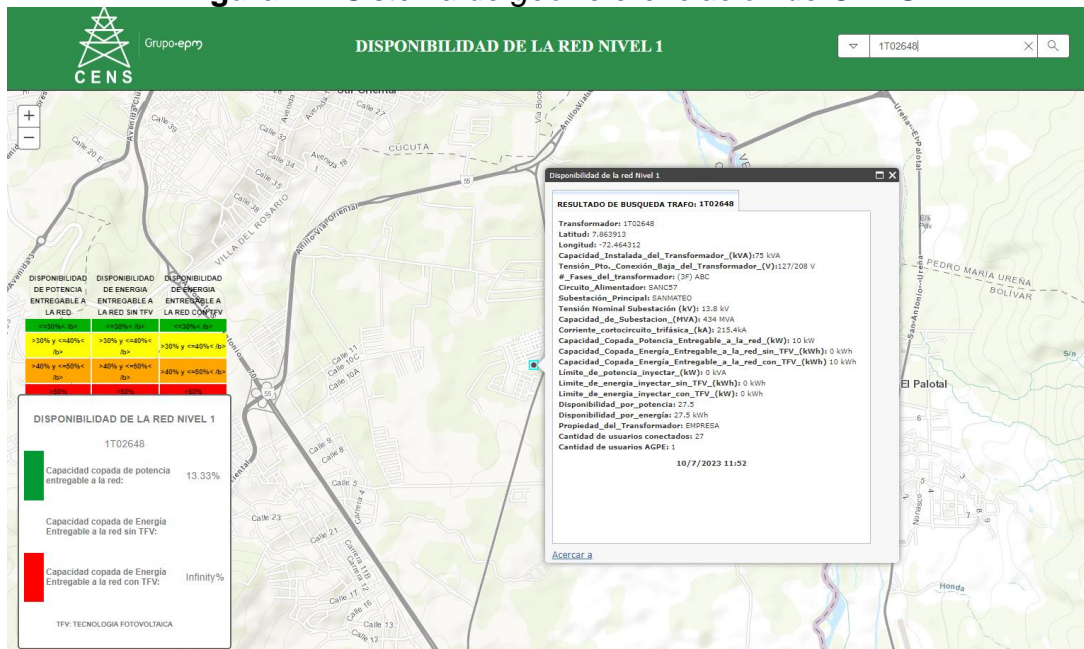
CENS ha realizado la intervención de redes que lo requieren y la construcción de nuevas redes en baja y media tensión, lo que da como resultado un total de 48,9 km de redes puesta en operación (11,39 km en MT y 22,34 en BT).

4.8.12. Procesos de conexión a la red

Autogeneración a pequeña escala y Generación Distribuida

CENS presenta en su aplicativo web de autogeneración a pequeña escala y generación distribuida, el proceso de conexión conforme a la Resolución CREG 174 de 2021, incluido el sistema de georreferenciación que se observa en la **Figura 44. Sistema de georreferenciación de CENS** Figura 44, en la cual se aprecian los parámetros requeridos por la resolución ibídem y el semáforo de disponibilidad.

Figura 44. Sistema de georreferenciación de CENS



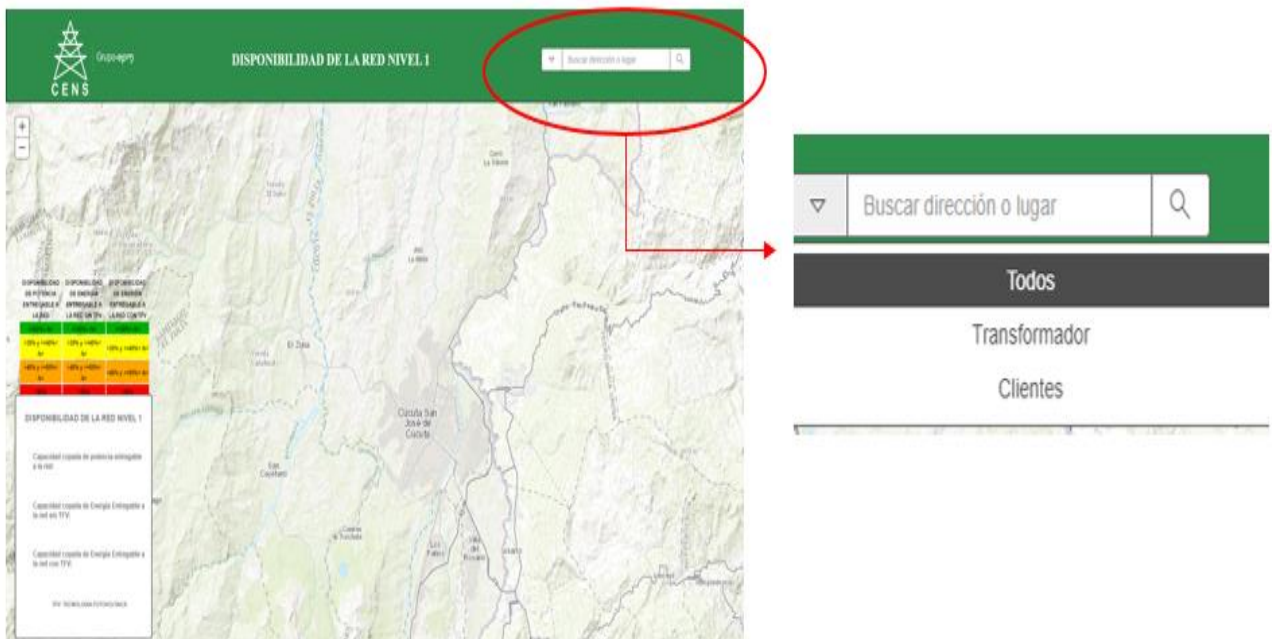
Fuente: CENS SA ESP

Respecto a lo anterior, es preciso indicar que el sistema de disponibilidad de red de CENS dispone de información suficiente para que un potencial AGPE o GD pueda conocer el estado de la red. Sin embargo, como se muestra en la Figura 45 CENS solicita mediante su sistema,

información de número de cliente o código de transformador para acceder a la información del punto de conexión y el semáforo de disponibilidad, mostrado en la Figura 44.

Lo anterior, es un presunto incumplimiento a la Resolución CREG 174 de 2021, pues esta define en su artículo 7 que “El OR no deberá solicitar información como el número de cliente, código de circuito o transformador al que pertenece el usuario, para acceder a la consulta de la información o acceso al sistema,” En ese sentido, mediante el ejercicio de visita de evaluación integral se identificó como un hallazgo, la condición de una posible barrera de acceso a la información, en referencia a los filtros establecidos por CENS para acceder a la consulta de información, pues para el acceso a la información el sistema del sitio web, se debe proporcionar mapa de la red e información de todos los puntos de conexión, Si bien, el sistema de información georreferenciado debe proporcionar una opción para que el usuario realice la búsqueda de una ubicación de forma ágil, esta no debe contar con una función restrictiva, como se presenta en este caso.

Figura 45. Filtros para acceder a la consulta de información



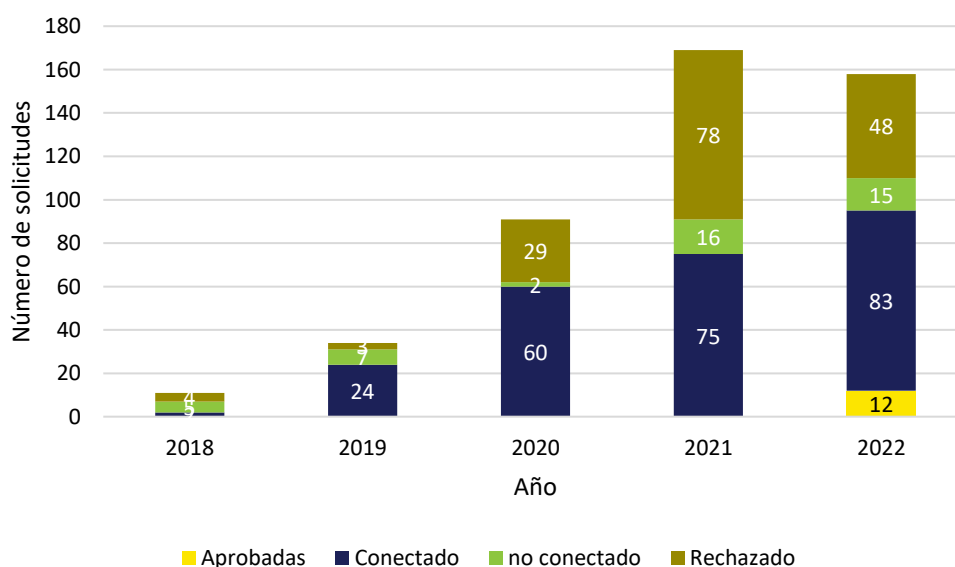
Fuente: CENS SA ESP

De otra parte, CENS cuenta con la cartilla Usuarios Autogeneradores y Generadores Distribuidos, como lo estipula la Resolución CREG 174 de 2021, Al respecto, la superintendencia identificó que la cartilla es de fácil entendimiento, que contiene de manera completa y actualizada los principales aspectos regulatorios aplicables a la autogeneración y generación distribuida, además de los procedimientos de conexión para potenciales interesados.



Ahora bien, respecto al número de solicitudes de conexión para autogeneración a pequeña escala, se presenta un incremento significativo desde el año 2018, hasta el año 2022. Lo anterior, se muestra en la Figura 46, en la cual es posible evidenciar que en el transcurso de estos 5 años se han presentado 463 solicitudes de conexión, 273 bajo el esquema de la derogada Resolución CREG 030 de 2018 y 190 solicitudes de acuerdo con el esquema vigente de conexión de AGPE, la Resolución CREG 174 de 2021.

Además, la Figura 46 muestra la desagregación por estado de las solicitudes de conexión, correspondientes a: solicitudes aprobadas, proyectos conectados, no conectados y rechazados.

Figura 46. Número de solicitudes de conexión y estado 2018 -2023



Fuente: Elaboración propia a partir de información de CENS

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

De lo anterior, es posible establecer que para los años 2021 y 2022 se presentaron la mayor cantidad de solicitudes de conexión, correspondientes a 169 y 158 respectivamente, Ahora bien, específicamente para el año de evaluación integral correspondiente a la vigencia 2022, se presentó un 52% de solicitudes de conexión que finalizaron con éxito y por lo tanto ya son proyectos conectados a la red de CENS, De otra parte, aproximadamente el 30% de proyectos fueron rechazados, de acuerdo a lo indicado por la empresa, las razones de rechazo corresponden a incumplimientos normativos, no presentación de los ajustes requeridos para la subsanación y usuario provisional - no matriculado, Además, se encuentran los proyectos no conectados que corresponden al 9,49%, pues se cumplió la fecha de la vigencia de la aprobación de la solicitud de conexión y no se solicitó prórroga por parte de los usuarios interesados en conectarse a la red, Finalmente, el 7,59% corresponde a las solicitudes de conexión aprobadas que se encuentran vigentes de acuerdo a lo definido por la Resolución CREG 174 de 2021.

Conexión de proyectos clase 1

La Resolución CREG 075 de 2021, estableció que los proyectos clase 1 como los proyectos de conexión de usuarios finales al STN o STR, y proyectos de conexión de generación, cogeneración o autogeneración al SIN diferentes a los proyectos que se encuentren bajo el alcance de la Resolución CREG 030 de 2018, o aquella que la modifique, adicione o sustituya, También se considerarán como proyectos clase 1 las modificaciones que se soliciten a las capacidades ya asignadas.

Dado lo anterior, la UPME asignó puntos de conexión a los promotores de proyectos de generación el 02 de marzo de 2023, Los proyectos que resultaron con concepto de conexión aprobado a la red de CENS se encuentran en la **Tabla 50**.

Tabla 50. Proyectos de generación con punto de conexión aprobado a la red de CENS

Fuente: Elaboración propia a partir de información de CENS

PROYECTO	CAPACIDAD ASIGNADA (MW)	SUBESTACIÓN DE CONEXIÓN	RADICADO UPME FPO	FECHA DE APROBACIÓN
LA MATA	80	S/E AYACUCHO	20221520002861	02 de marzo de 2023
SUNNORTE	35	S/E OCAÑA	20211110115172	02 de marzo de 2023
LOS GIRASOLES	9,5	S/E ABREGO	20231000053391	02 de marzo de 2023
TERMOTASAJERO DOS SOLAR	4	S/E GUADUAS	20221140073391	02 de marzo de 2023
SOLENERGY NORTE	50	S/E ÍNSULA	20231540024801	02 de marzo de 2023
TONCHALÁ	19,9	S/E TONCHALÁ	20231540024951	02 de marzo de 2023
FRONTERA	50	S/E ÍNSULA	20231540024961	02 de marzo de 2023
Autogenerador CELSIA Solar Cenit Ayacucho	0	S/E AYACUCHO	20231540024521	02 de marzo de 2023
KAIROS SOLAR PARK I 19,9MW	19,9	S/E ÍNSULA	20231540024571	02 de marzo de 2023
KAIROS SOLAR PARK II 19,9MW	19,9	S/E ÍNSULA	20231540024591	02 de marzo de 2023
CULEBRA I	5	S/E CULEBRA	20231540024641	02 de marzo de 2023
ÍNSULA I	19,9	S/E ÍNSULA	20231540024681	02 de marzo de 2023
PCH PANACEA III	9,9	S/E PAM PLONA	20231540024351	02 de marzo de 2023
TERMOTASAJERO SOLAR TRES	3	S/E BELEN	20231540024771	02 de marzo de 2023

Respecto a los contratos de conexión de los proyectos de la **Tabla 50**, a la fecha de la visita, los cuatro primeros se encontraban firmados, es decir: La Mata, Sunnorte, Los girasoles y Termotasajero dos solar, No obstante, el restante de proyectos no cuenta con esta condición.

En ese sentido, el 30 de junio de 2023, CENS remitió a esta Superintendencia el informe para todos los proyectos que no han firmado contrato de conexión en los 4 meses que establece la Resolución CREG 075 de 2021, a partir del concepto de aprobación de la UPME, Lo anterior, con el objetivo de justificar por qué ante el plazo previsto para la firma del contrato de conexión, no se ha cumplido con este requisito.

En consecuencia, la información remitida por CENS mediante radicado SSPD No. 20235292369242 del 30 de junio de 2023, será objeto de seguimiento por parte de esta Superintendencia, en cumplimiento a la resolución CREG 075 de 2021.

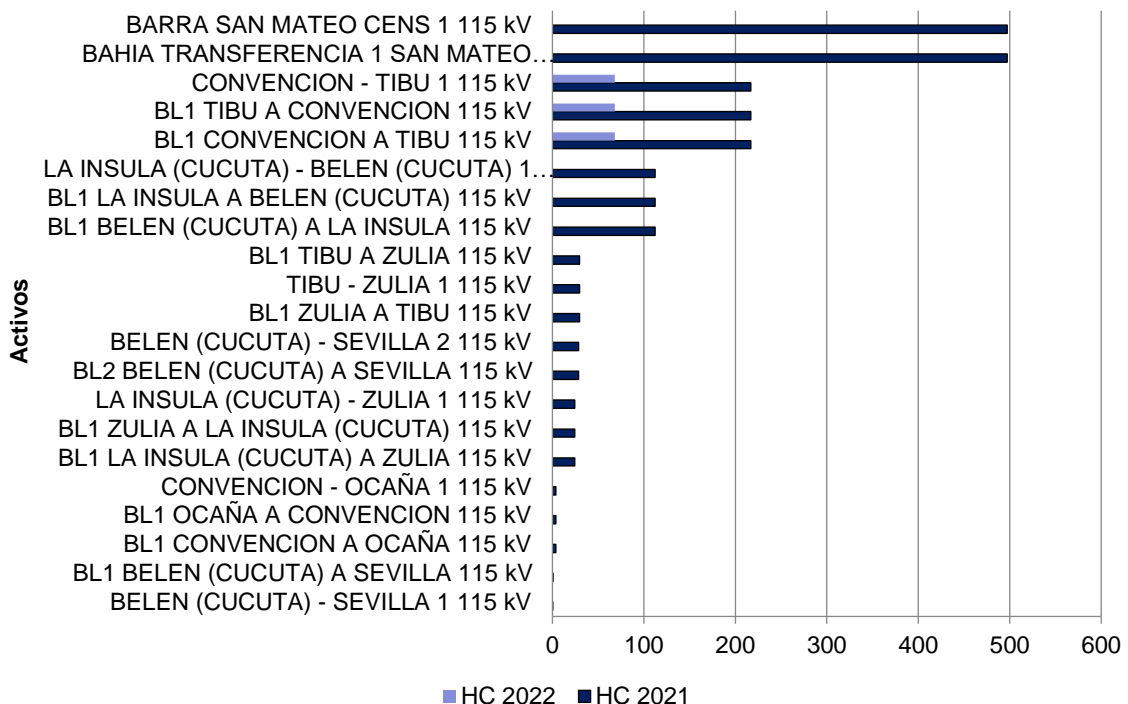
4.8.13. Calidad del servicio en el STR

Indisponibilidad de activos

Entre los años 2021 y 2022 CENS SA ESP, presentó aproximadamente 2 400 horas Compensadas (HC) acumuladas por superar las Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad Ajustadas (MHAIA).

En la Figura 47 se presenta un comparativo de los activos con HC entre los años 2021 y 2022. Estos activos están destinados a la prestación del servicio de energía eléctrica en el mercado de comercialización que atiende la empresa.

Figura 47. Horas Compensadas (HC) por superar las MHAIA



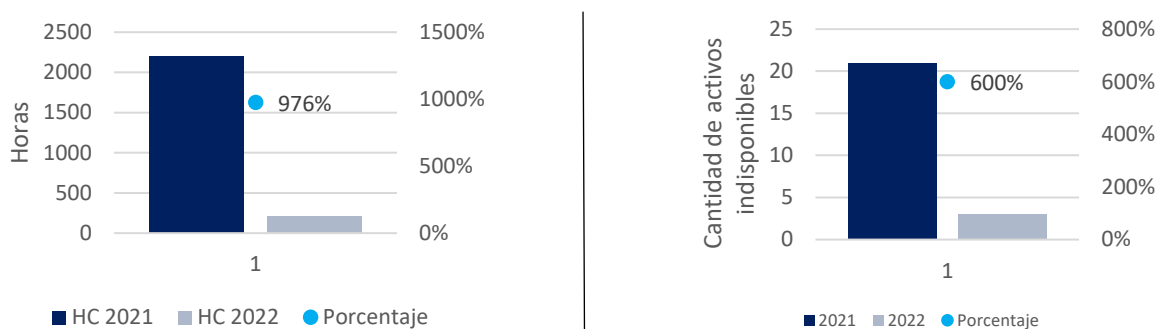
Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de HEROPE de XM

De la Figura 47 se puede identificar que los activos correspondientes a la línea de transmisión Convención – Tibú 115 kV y las dos bahías asociadas a ambos extremos de la línea, presentaron mayor número de HC por superar las MHAIA en el año 2022, con 68,29 HC para

cada activo, Por su parte, los activos barra San Mateo 115 kV y la bahía de transferencia de la barra San Mateo 115 kV, presentaron mayor número de HC para el 2021, con 216,9 HC para cada uno de estos activos.

En ese sentido, entre el año 2021 y 2022 se presentó una mejora en las características de calidad del servicio en el STR de CENS SA ESP, pasó de tener aproximadamente 2 196 HC en el año 2021 a 204 HC en el año 2022, representando así una mejora aproximada entre un año y otro, se identificó por parte de esta DTGE una disminución del 976%, en las HC por superar las MHAIA, así como un porcentaje del 600%, lo que representa una reducción significativa en el número de activos indisponibles entre 2021 y 2022, Lo anterior, se resume gráficamente en la **Figura 48**.

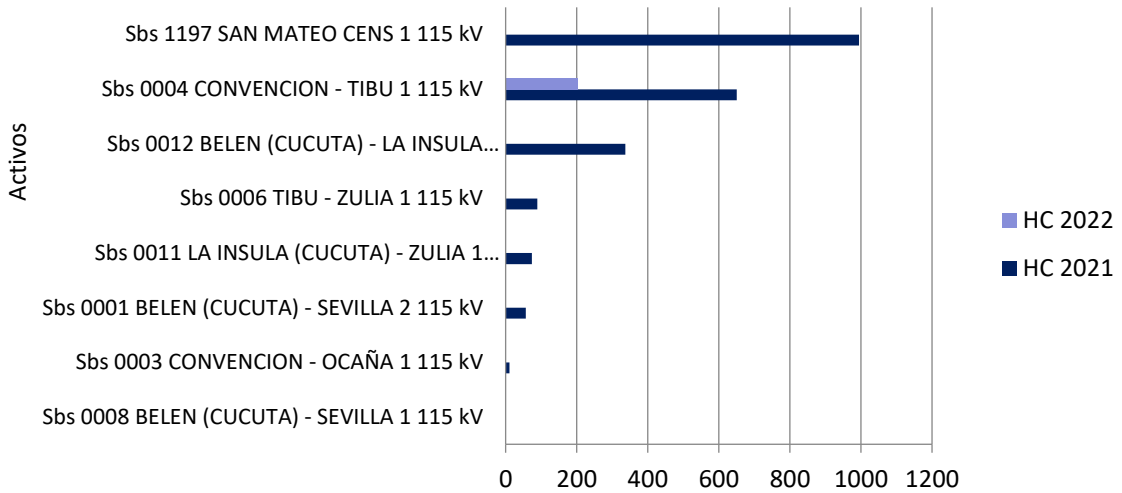
Figura 48. Comparativo entre la cantidad de activos indisponibles y HC 2021-2022



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

En la Figura 49 se presenta la indisponibilidad de activos por subsistema o grupo de activos de CENS SA ESP en la que se puede establecer que para el año 2022 se presentaron aproximadamente 204 HC en el subsistema eléctrico 0004 Convención – Tibú 115 kV, 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 subsistema 1197 San Mateo CENS 1 115 kV, con 994 HC aproximadamente.

Figura 49. HC por subsistemas eléctricos



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

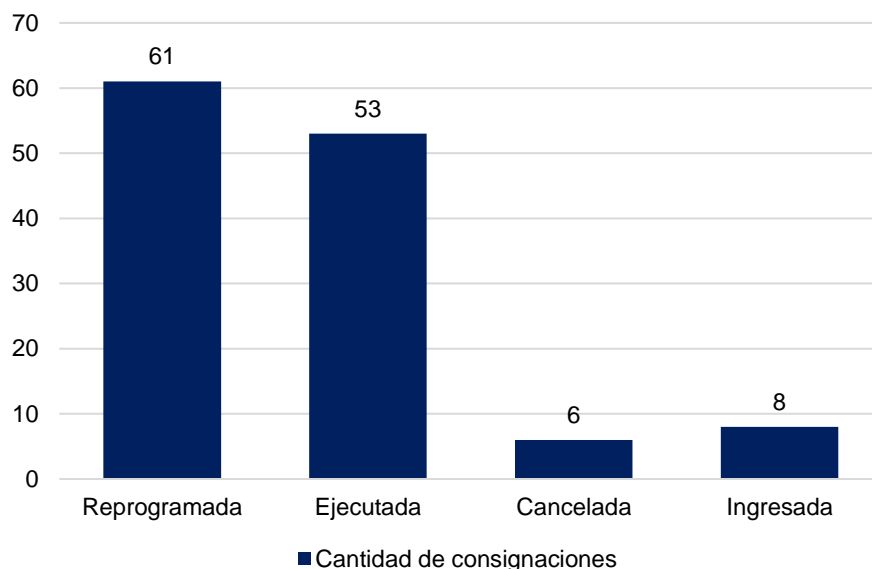
➤ **Consignaciones nacionales**

En este apartado se presentará el total de consignaciones nacionales asociadas a CENS, desagregando la información en un análisis particular de acuerdo con el tipo de ingreso, origen de mantenimiento y estado, además, se presentarán los activos asociados a la totalidad de las consignaciones nacionales.

En el año 2022, la subgerencia de Subestaciones y Líneas de la empresa tuvo a cargo la programación y ejecución de los planes de mantenimiento en activos de nivel de tensión 4.

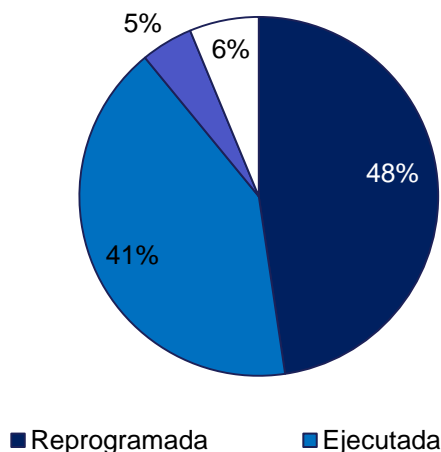
Como parte de esta actividad, en la Figura 50 se presentan las consignaciones desagregadas por estado, teniendo que 53 consignaciones asociadas a CENS para el año 2022 se ejecutaron, 61 consignaciones que tuvieron que ser reprogramadas, 6 consignaciones nacionales fueron canceladas y 8 consignaciones con estado ingresada, para un total de 128 consignaciones de CENS SA ESP registradas en el aplicativo SIO de XM.

Figura 50. *Consignaciones por tipo de estado*



Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de SIO

Figura 51 *Causas que originan consignaciones por tipo de estado*



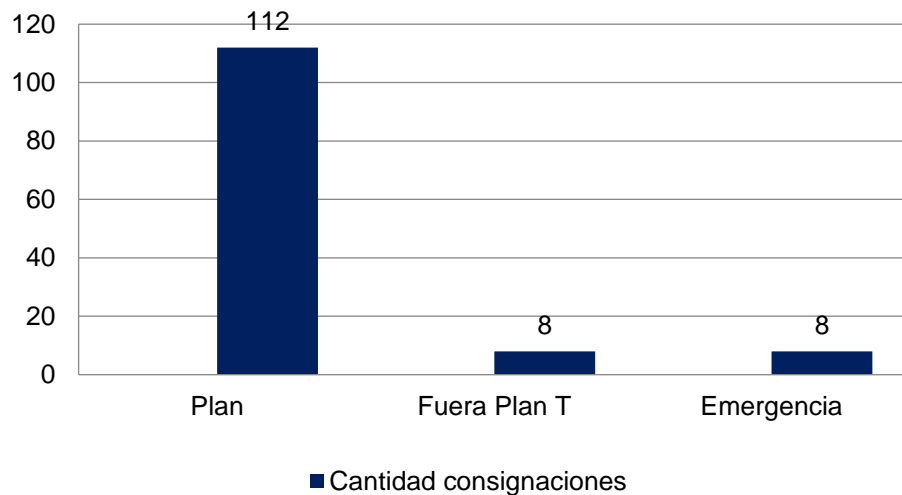
Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de SIO

De la Figura 51, es preciso indicar que las causas que originaron un 48% en la cantidad de consignaciones nacionales reprogramadas durante el 2022, de acuerdo con lo expuesto por CENS en el marco de la visita de la evaluación integral, están asociadas a variables ajenas a la empresa, como el atraso en la entrada en operación de proyectos de generación ejecutados

por terceros, la alta volatilidad de los precios del mercado, los atrasos en la entrega de equipos y materiales, entre otros.

De acuerdo con las 128 consignaciones nacionales de CENS, en la Figura 52 se presentan las consignaciones desagregadas por tipo de ingreso, de manera que 112 consignaciones se ejecutaron dentro del plan, 8 consignaciones se ejecutaron fuera del plan, y finalmente 8 consignaciones de ejecutaron por emergencia.

Figura 52. *Cantidad de consignaciones por tipo de ingreso*



Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de SIO,

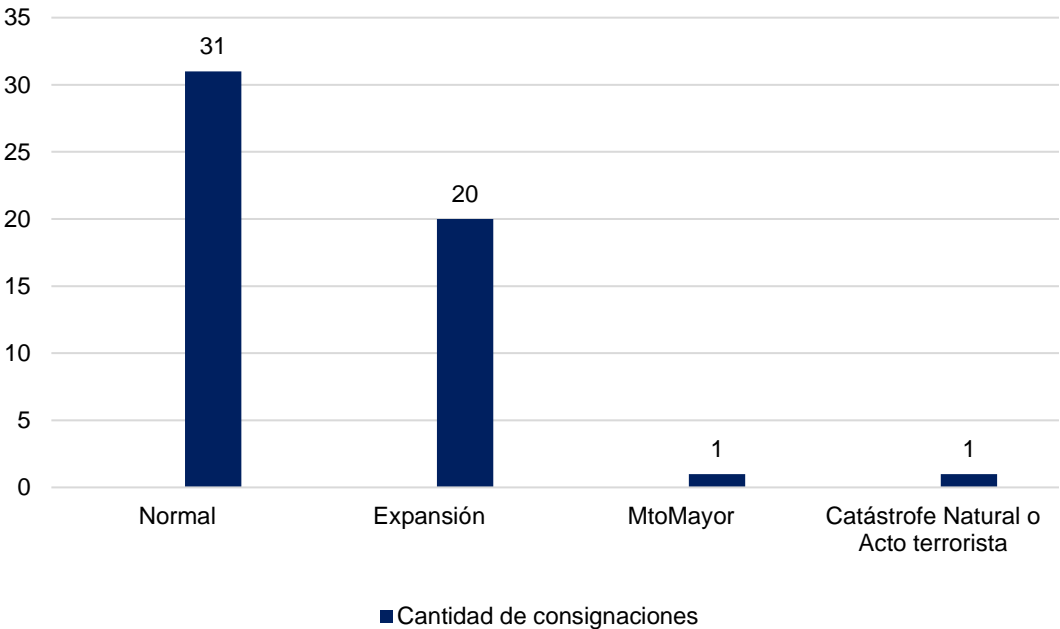
De la Figura 52, se observa por parte de esta Superintendencia una efectividad en la planeación semestral de los mantenimientos, toda vez que la cantidad de consignaciones nacionales ejecutadas dentro de plan superaron las consignaciones ejecutadas fuera de plan y por emergencia.

Respecto al grupo de consignaciones ejecutadas por emergencia en el primer semestre de 2022, se destacan las consignaciones identificadas con los consecutivos: C0209112 y C0210803 sobre activos pertenecientes al subsistema Convención - Tibú 1 115 kV y en las que predominó la condición de emergencia asociada a la seguridad de los activos, ante lo cual CENS realizó los correctivos necesarios con el fin de disminuir las afectaciones en la operación del SIN.

De otra parte, de las 53 consignaciones ejecutadas por CENS, en la Figura 53 se presentan las consignaciones desagregadas por origen de mantenimiento, de manera que 31 están asociadas a origen normal, 20 consignaciones a origen expansión, 1 consignación asociada a mantenimiento mayor y 1 consignación a catástrofe natural o acto terrorista.

Respecto a la consignación por origen de mantenimiento mayor, CENS ejecutó la consignación identificada con el consecutivo: C0171524 asociada con la intervención preventiva de activos del subsistema Convención - Tibú 1 115 Kv. Ahora bien, la consignación por origen de mantenimiento asociada a Catástrofes Naturales o Actos Terroristas está relacionada con la consignación identificada con el consecutivo: C0212465, en la cual se presentó afectación sobre activos pertenecientes al subsistema Tibú – Zulia 1 115 kV, debido a actos mal Intencionados (AMI) de grupos subversivos al margen de la ley.

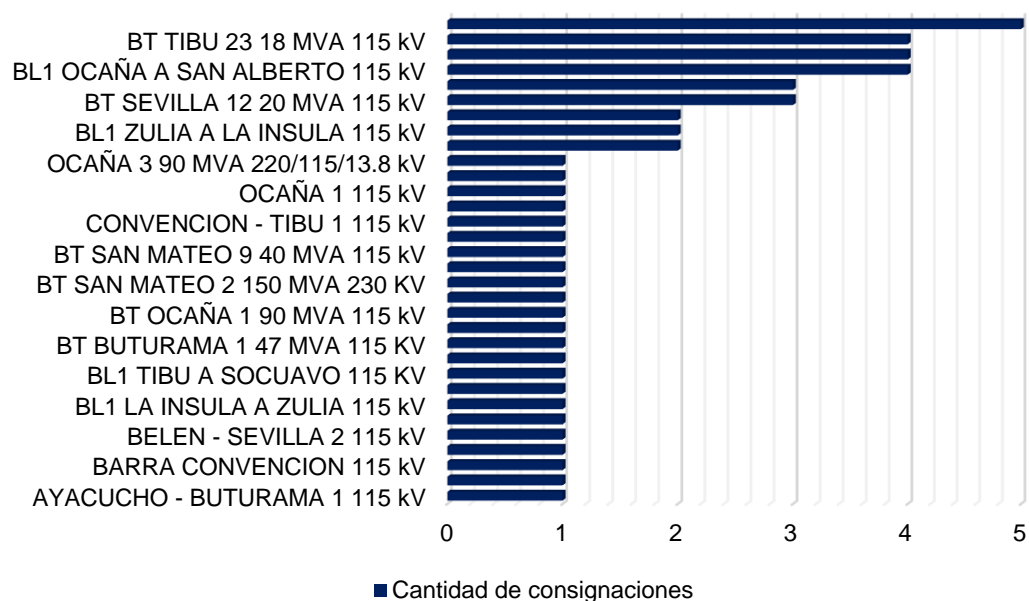
Figura 53. Cantidad de consignaciones por origen de mantenimiento



Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de SIO

Finalmente, en la Figura 54 se detallan la cantidad de consignaciones por activo de CENS para el año 2022, Se resalta que el activo con mayor cantidad de consignaciones nacionales fue la bahía asociada al transformador 4 de 25 MVA de la subestación Belén 115 kV, con 5 consignaciones.

Figura 54. Cantidad de consignaciones por activo



Fuente: Elaboración propia a partir de información tomada de SIO

- **Eventos de Energía No Suministrada**

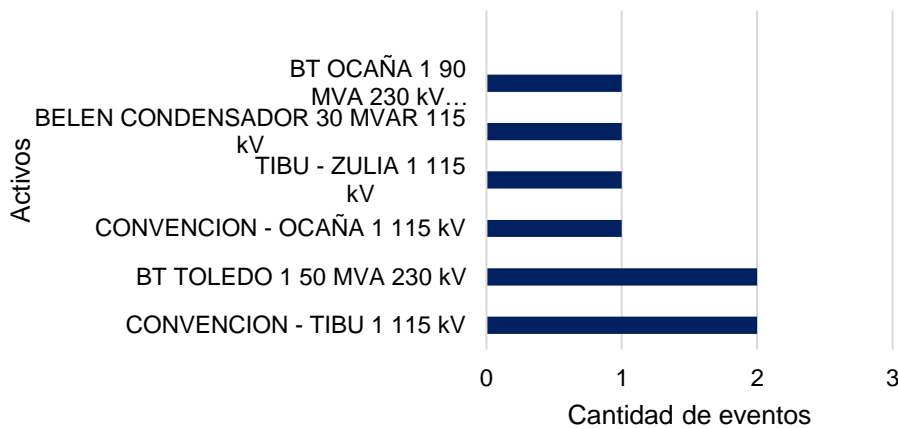
A través de la resolución CREG 094 de 2012, se estableció el reglamento para el reporte de eventos y el procedimiento de cálculo de la Energía No Suministrada en el Sistema de Transmisión Regional, Al respecto, el numeral 11.1.8.2.1 de la Resolución CREG 097 de 2008 determinó lo siguiente:

«(...) 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 2023222248141 del 12 de julio de 2023, requirió a CENS pronunciamiento acerca de los eventos ocurridos en el 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, se presentaron 8 eventos que originaron ENS, encontrando que línea de transmisión a 115 kV Convención – Tibú y la bahía de transformación 1 de 50 MVA en Toledo 230 MVA, fueron los activos con mayor cantidad de eventos en los cuales la variable PENS mayor al 2%, Lo anterior, se puede observar en la Figura 54 y Figura 55.

Figura 55. Cantidad de eventos de ENS por activos STR CENS



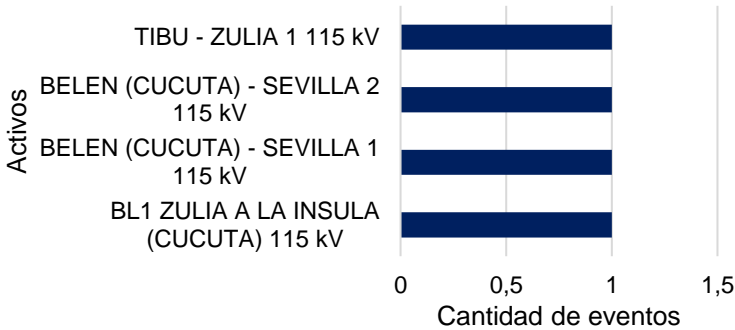
Fuente: Elaboración propia a partir de información suministrada por XM

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. Como resultado de este procedimiento, mediante el radicado SSPD No. 20232220874501 del 27 de febrero de 2023, se requirió a CENS por inconsistencias en la información publicada por XM para el mes de noviembre de 2022, En respuesta al requerimiento, la empresa allegó la comunicación con radicado SSPD 20235291033082 del 14 de marzo de 2023, 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.

Al respecto, en la Figura 56, se presentan los activos causantes de los eventos que originaron ENS, en los cuales la variable PENS es mayor al 2%.

Figura 56. Cantidad de eventos de ENS por activos STR CENS

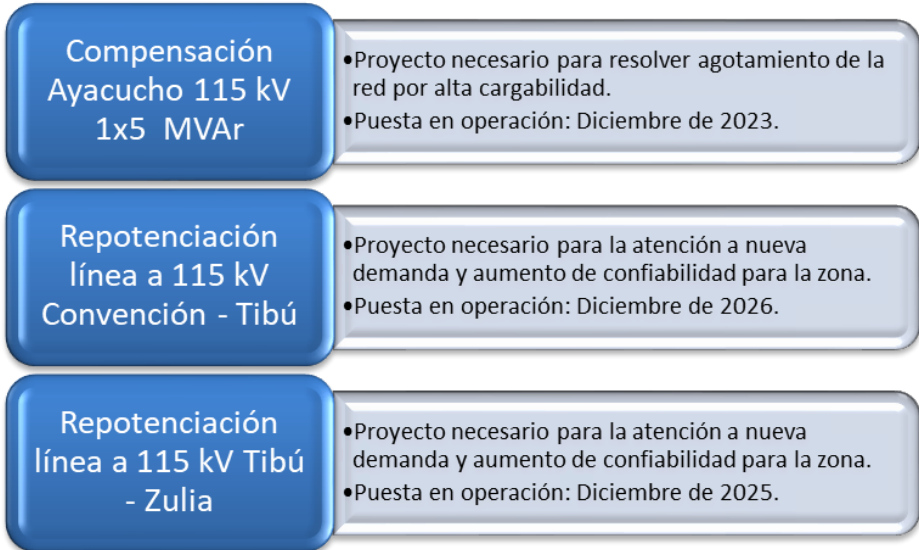


Fuente: Elaboración propia a partir de información suministrada por XM

- **Proyectos de expansión**

Actualmente CENS se encuentra ejecutando los proyectos de expansión en el STR señalados en la Figura 57.

Figura 57. Proyectos de Expansión ejecutados por CENS



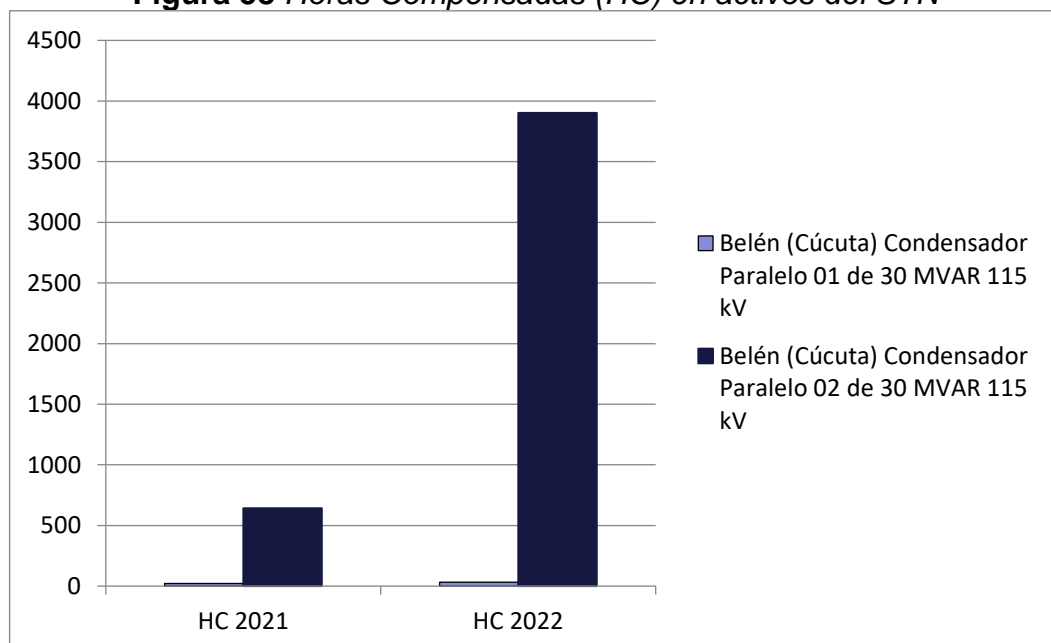
Fuente: CENS SA ESP

Adicionalmente, frente a los proyectos: Nueva subestación don Juana 115 kV, Nueva subestación Tonchalá 115 kV y Reconfiguración de las líneas que alimentan la subestación Sevilla, la empresa se encuentra realizando los estudios de viabilidad técnica y económica con el fin de manifestar a la UPME el interés o no en su ejecución.



- **Calidad del servicio en el Sistema de Transmisión Nacional (STN)**

Para el año 2022 se presentaron 3.932,09 Horas Compensadas (HC) en activos del STN que opera CENS, por superar las MHAIA establecidas en el numeral 4.3 de la Resolución CREG 011 de 2009. Mientras que para el año 2021 se presentaron aproximadamente 783 HC. En ese sentido, es posible identificar que entre el año 2021 y 2022 se presentó una reducción en las características de calidad, pues la cantidad de HC presentó un incremento aproximado del 402%, representando una condición de desmejora en cuanto a la disponibilidad de activos en el STN que opera CENS. Ahora bien, en la **Figura 58** se muestra la relación de HC en los activos de compensación reactiva que opera CENS en el STN, siendo estos los activos con mayor indisponibilidad.

Figura 58 Horas Compensadas (HC) en activos del STN



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

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

De **Figura 58**, se tiene que para el año 2022 el activo con mayor número de horas de indisponibilidad que fueron compensadas corresponde al activo Belén (Cúcuta) Condensador Paralelo 02 de 30 MVAR 115 kV con 3.901,26 HC, seguido del activo Belén (Cúcuta) Condensador Paralelo 01 de 30 MVAR 115 kV con 30,83 HC. Es importante resaltar que en comparación con el año 2021, las HC para cada uno de estos activos fueron 642,99 y 22 respectivamente, lo cual se puede identificar en la Figura 58.

Por lo anterior, es posible concluir que se presentó un incremento en el año 2022 cercano al 500 % en HC, específicamente respecto al activo Belén (Cúcuta) Condensador Paralelo 02 de 30 MVAR 115 kV en relación con el año 2021, siendo así el activo con más horas de indisponibilidad en el Sistema de Transmisión Nacional para el año 2022. En ese sentido, esta condición se identifica como un presunto incumplimiento regulatorio a los estándares de calidad definidos en el numeral 4.1 de la Resolución CREG 011 de 2009 y por tal condición se hará un seguimiento particular por parte de esta Superintendencia al activo Belén (Cúcuta) Condensador Paralelo 02 de 30 MVAR 115 kV, con el objetivo de identificar la causa de dicha indisponibilidad y las acciones realizadas por parte de CENS.

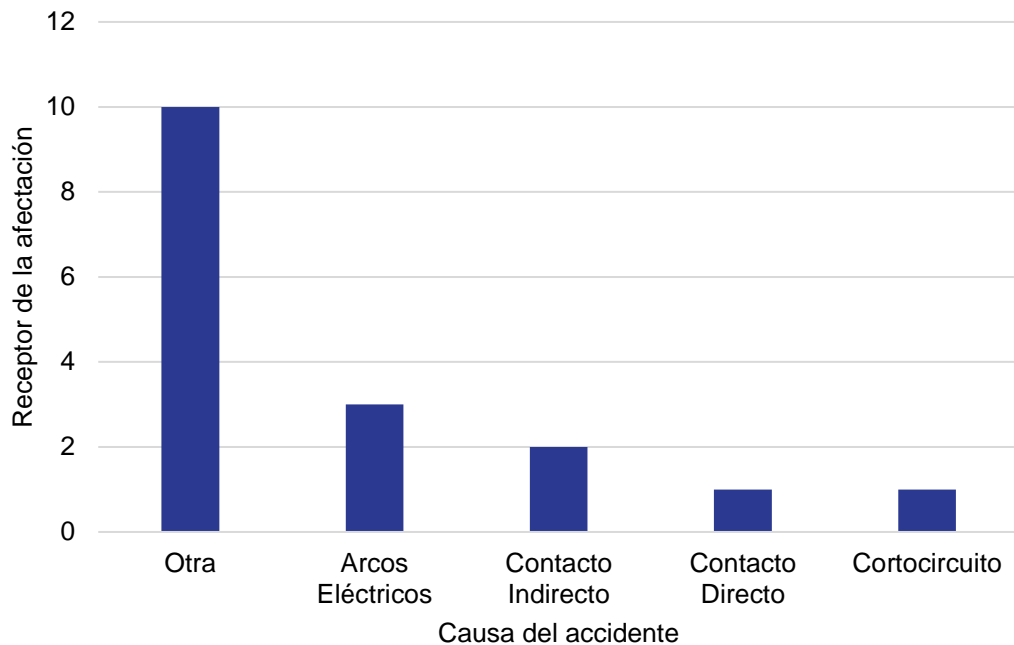
4.9. Cumplimiento RETIE

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, CENS SA ESP para el año 2022 reporto un total de 17 accidentes en personas, los cuales se relacionan con su causa en la Figura 59.



Figura 59. Accidentes de origen eléctrico reportados al SUI 2022



Fuente: Elaboración propia a partir de información de SUI

De acuerdo con los datos reportados por CENS al SUI la principal fuente de información es medicina legal, siendo esta una gestión resaltar en cumplimiento a los establecido en el RETIE mediante el Artículo 9.5, sin embargo, se recomienda a la empresa ampliar la divulgación de las líneas de atención dispuestas para estos reportes con sus usuarios, con el fin de obtener información con mayor detalle de quienes pueden estar presentes en estos eventos.

Adicional a esto, dentro de la información reportada trimestralmente en el SUI por parte de CENS SA ESP se recopilan las medidas tomadas en cada accidente, de las cuales se evidencia que en su mayoría CENS SA ESP relaciona la realización de campañas de divulgación y prevención mediante 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 con el fin de evitar que se repita el incidente.

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

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

En cumplimiento con lo establecido en el RETIE, la empresa remite evidencias de diferentes campañas publicitarias dirigidas sus usuarios, las cuales son divulgadas de forma física y mediante sus redes sociales. Adicionalmente, se evidencian campañas de divulgación presenciales realizadas con comunidades, líderes sociales, instituciones educativas y nuevos usuarios, además de campañas dirigidas a usuarios ubicados en cercanías de los proyectos que se encuentran en ejecución.



Por otra parte, en cuanto a la información periódica estipulada en el Artículo 26,2 del RETIE se recibió por parte de CENS la copia de la información impresa en las facturas de los mes de febrero y octubre de 2022, en las cuales se evidencia información dirigida al usuario, sin embargo en la factura del mes de febrero no se realizan recomendaciones de seguridad dirigidas al usuario a las cuales se refiere el reglamento, por lo cual se recomienda tener en cuenta que la información de la cual trata este Artículo tiene como objetivo instruir al usuario en temas relacionados con seguridad.

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

En cuanto a la conformidad con los Artículos 9 y 13 del RETIE que abarcan todo el tema de distancias de seguridad, CENS realizó 254 notificaciones a usuarios por incumplimiento a las distancias de seguridad de las que tratan los citados numerales, ante lo cual se recomienda realizar seguimiento a estas comunicaciones en función de continuar con la gestión del riesgo generado por estos presuntos incumplimientos al reglamento.

- **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 proyectos que entraron en operación en el periodo evaluado con el fin corroborar el cumplimiento de la normatividad vigente, ante lo cual CENS remite los certificados de

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

conformidad RETIE de los proyectos: línea de transmisión San mateo los Patios, Subestación Sevilla, subestación la Miel y subestación Guaduas.

Adicional a esto, por parte de CENS se presenta información del seguimiento que viene realizando de manera constante a las subestaciones eléctricas de su propiedad que fueron construidas con anterioridad a la entrada en vigencia del RETIE, esto a partir de un formato denominado «Informe de inspección en cumplimiento de la normativa RETIE (Resolución 90708 de agosto 30 del 2013 del Ministerio de Minas y Energía con sus ajustes) en el área de cobertura de CENS SA ESP », que representa un seguimiento efectivo para la prevención de accidentes y da cumplimiento al objeto principal del citado reglamento, toda vez que a partir de esta revisión de cumplimiento se generan ordenes de trabajo como acciones correctivas a las situaciones.

La empresa presenta para el caso de subestaciones su «Metodología para el análisis de riesgos en subestaciones eléctricas con enfoque RETIE» como medida para la evaluación del riesgo en consideración de los requisitos establecidos en el reglamento, que se resalta como una buena práctica del operador de red en cuento al seguimiento de su infraestructura y la conformidad normativa.

- **Instalaciones provisionales**

Respecto a las instalaciones provisionales de obra, se solicitó información a CENS sobre del seguimiento aplicado y la gestión realizada una vez culminado el periodo otorgado para estas instalaciones transitorias, Ante lo cual la empresa presenta el procedimiento aplicado, por medio del cual se le da seguimiento a las actividades que son reportadas y consolidadas en una base de datos, en la Tabla 51 se presentan las instalaciones provisionales otorgadas por CENS SA ESP en 2022 y el estado de las mismas.

Tabla 51. Instalaciones provisionales 2022



Etiquetas de fila	DEFINITIVO	RENOVADO	RETIRADO	VIGENTE
Enero	5	14	2	0
Febrero	5	46	6	0
Marzo	12	40	18	0
Abril	3	26	5	0
Mayo	7	57	0	0
Junio	5	46	6	0
Julio	2	1	3	41
Agosto	0	0	2	39
Septiembre	0	0	9	48
Octubre	1		12	31
Noviembre	0	0	8	38
Diciembre	0	0		26
Total general	40	230	71	223

Fuente: Elaboración propia a partir de información de CENS SA ESP

A partir de esta información se verifica que CENS SA ESP realiza seguimiento continuo a estas instalaciones, esto mediante la aplicación de un procedimiento que se encuentra claramente establecido e inicia con la descarga en el SAC del documento «Reporte de cliente con clase o tarifa provisional» a partir del cual se identifican las cuentas relacionadas a este tipo de instalación de manera periódica por el área encargada. Este seguimiento se considera importante, siendo que en las 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 y al realizar seguimiento particular a cada una de ellas se posibilita la identificación de estos peligros y su mitigación.

- **Sistemas de puesta a tierra**



Por parte de CENS SA ESP se realiza la validación de los sistemas de puesta a tierra de la infraestructura de distribución y en las subestaciones periódicamente mediante inspección visual y en caso de presentarse se aprovechan otros trabajos realizados en la infraestructura para validar el estado físico de las mismas. Para dar cumplimiento a las mediciones de resistencia estipuladas en el RETIE, CENS SA ESP presenta el procedimiento utilizado para

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

diligenciar el formato «mediciones de resistividad y resistencia de puesta a tierra» en el cual el personal en campo registra los valores obtenidos en las pruebas realizadas, en las cuales se utiliza el método de caída de potencial del 61,8% para obtener la medida de la resistencia de puesta a tierra, y se obtiene el valor de resistividad a diferentes distancias con el método Wenner.

Al realizar la revisión a las medidas remitidas se evidencian mediciones que superan los valores referenciales contenidos en el RETIE, los cuales no son obligatorios, pero tienen como fin garantizar el cumplimiento de las tensiones de paso y de contacto presentes en la infraestructura eléctrica para garantizar la seguridad de las personas, Siendo estas un factor importante si se considera que para el año 2022 la empresa no realizó medición de estas tensiones de paso, contacto o transferidas por no contar con el equipo necesario para esta actividad. Razón por la cual se recomienda a CENS SA ESP realizar un análisis de todos los valores de resistencia de puesta a tierra consignados en sus formatos y en los casos en los que se identifiquen valores irregulares o con una amplia diferencia a los establecidos como valor de referencia en el RETIE, priorizar la medición de las tensiones de paso, contacto y transferidas, para confirmar si existe o no situación de riesgo, permitiendo que se tomen las acciones correspondientes para la mitigación del riesgo que representan las tensiones en caso de ser mayores a las máximas permitidas. Con lo cual se recomienda 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.

Por otra parte, dentro de los formatos de registro de las mediciones se evidencian diferencias importantes en cuanto a la forma en que se diligencia la información, por lo cual se recomienda a CENS SA ESP realizar capacitación al personal que realiza esta labor con el objetivo de una mejor unificación de parámetros considerando que existe un formato definido para esta actividad, principalmente en los que corresponden al área de distribución.

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

4.10. Plan de Gestión del Riesgo de Desastres

La documentación aportada por la empresa CENS SA ESP, relacionada con la temática de Gestión de Riesgo de Desastres, correspondió a los Planes de Gestión del Riesgo de Desastre – PGRD por esquema regional, y el desarrollo y documentación complementaria relacionada con el PGRD regional Cúcuta, PGRD regional Ocaña, PGRD regional Pamplona y PGRD regional Tibú en el departamento de Norte de Santander y PGRD regional Aguachica, en el departamento del Cesar.

CENS SA ESP incorporó los análisis del conocimiento y reducción del riesgo y estructura organizacional, recursos, y estrategias para la respuesta ante desastres, en el contexto de los PGRD, para la siguiente infraestructura:

- Infraestructura operativa de redes de transmisión y distribución, transformadores y subestaciones eléctricas.
- Oficinas de atención al usuario.
- Centros de control.
- Sedes administrativas.

El ámbito, organización y cobertura en la prestación del servicio de energía y el desarrollo de las actividades de Gestión de Riesgo de Desastres y su área de influencia, se presta por esquemas operacionales y comerciales, con la siguiente cobertura:

1. **Regional Cúcuta**, cubre la siguiente área de influencia: Área urbana de los municipios de Cúcuta, Villa del Rosario y Los Patios; Área rural: Puerto Santander, El Zulia, San Cayetano, Santiago, Lourdes, Gramalote, Villacaro, Salazar, Arboledas y Cucuitilla.
2. **Regional Ocaña**, con las siguientes áreas de influencia: municipios de Ocaña, Convención, González, Río de Oro, El Carmen, Teorama, El Tarra, San Calixto, Hacari, La Playa y Ábrego.



3. **Regional Pamplona.** Tiene como área de influencia los siguientes municipios: Pamplona, Pamplonita, Ragonvalia, Toledo, Durania, Chinácota, Bochalema, Mutiscua, Silos, Cacota, Chitagá, Labateca y Herrán.
4. **Regional Tibú.** Área de influencia de los municipios de Tibú, Bucarasica y Sardinata.
5. **Regional Aguachica.** Área de influencia de los municipios de Aguachica, Pelaya, La Gloria y Gamarra en el departamento de Cesar, La Esperanza y Cáchira en el departamento de Norte de Santander y Morales en el sur del departamento de Bolívar.

Teniendo en consideración las particularidades del contexto geográfico, socioeconómico y ambiental de las áreas de influencia, donde CENS SA ESP presta el servicio de energía, conllevan a que los análisis de amenazas, vulnerabilidad, valoración del riesgo de desastre y estrategias para la atención a las emergencias o contingencias, sea característico para cada región, lo cual puede generar diferentes valoraciones del riesgo, o priorización en las temáticas de intervención, inclusive si ha utilizado la misma metodología de valoración del riesgo.

El PGRD de CENS SA ESP se relacionó con otros planes y protocolos transversales a la gestión y operación del servicio de energía a «Nivel Empresarial», como son los Protocolos de Atención de Eventos y Crisis – PADEC, Plan de Riesgos de Seguridad Operacional – PGRO, Plan de Continuidad del Negocio – PCN, Plan de Recuperación de Desastres de TI, Planes de Emergencia y Contingencia – PEC y Manuales de Comunicación para Eventos Adversos y Crisis – MC.

- **Aspectos relacionados con el conocimiento del riesgo**

Según lo indicado por CENS SA ESP en los documentos de PGRD remitidos a esta Superintendencia, la metodología de conocimiento y valoración del riesgo está alineada con el «Proceso de Gestión Integral de Riesgos del grupo Empresarial EPM», el cual se basa en diferentes metodologías tales como la Guía Metodológica para el análisis de criticidad en activos fijos productivos, Guía Metodológica para el manejo del cambio en activos físicos, Guía Metodológica para análisis de fallas, Guía metodológica para el diligenciamiento de la matriz de

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

identificación y evaluación de aspectos e impactos ambientales y Guía Metodológica Plan Normalizado (PON) para respuesta a emergencias en actividades eléctricas de CENS SA ESP.

Para la temática particular asociada a la Gestión de Riesgo de Desastres, CENS SA ESP refiere la utilización de la herramienta metodológica denominada «Global Peril Diagnostic – GPD», la cual combina información histórica de siniestros y condiciones naturales, con la georreferenciación de locaciones de CENS SA ESP, dirigida a caracterizar la exposición al riesgo natural en distintos niveles.



Así mismo, el PGRD incorporó los criterios de riesgo, con base en la probabilidad de ocurrencia de los eventos y los impactos en los aspectos sociales, impactos sobre las personas, impactos ambientales, imagen (o reputación empresarial), calidad del servicio e impacto sobre la información (confidencialidad y acceso a la información).

De allí se generó la matriz «Probabilidad vs Consecuencia» y la correspondiente evaluación de riesgo, cuyo análisis se particulariza para cada área de influencia donde presta el servicio de energía eléctrica CENS SA ESP.

- **Aspectos relacionados con el proceso de reducción del riesgo.**

Las medidas de intervención correctiva del riesgo del PGRD, se adelantaron directamente mediante los controles correctivos existente, tales contratos de mano de obra para mantenimientos, contratos para la redundancia en los sistemas de control y protección, activación de protocolos de seguridad física, activación de los planes de manejo ambiental y activación inmediata de los Planes de Emergencia y Contingencia, dependiendo de la infraestructura afectada (subestaciones, línea de transmisión, distribución, centros de control, puntos de atención) o el escenario de riesgo que se genere según el evento presentado (incendio, orden público, sismos, descargas eléctricas, entre otros).

Respecto a la intervención prospectiva del riesgo, se dirigió a formular e identificar las actuaciones y procedimientos técnicos o administrativos, que permitan reducir el riesgo de

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

desastres, con apoyo de los protocolos establecidos por el prestador o sistemas de monitoreo en proceso de implementación. Entre ellos se mencionan los siguientes:

1. Activación de los protocolos de seguridad.
2. Implementación de un Sistema de Monitoreo de variables climáticas.
3. Mantenimientos Optimizados (Plan de Mantenimiento Optimizado – PMO)
4. Inversiones (proyectos tipo III según CENS SA ESP – no motivados en la atención de la demanda). Dirigidos a la reposición de infraestructura por seguridad, calidad, condición técnica, vida útil y evolución tecnológica.
5. Inversiones (proyectos tipo IV según CENS SA ESP – no motivados en la atención de demanda que ocasionan la instalación de nuevos activos). Dirigidos a mejorar la calidad del servicio, reducción de pérdidas y renovación tecnológica.

Así mismo, dentro del proceso de reducción del riesgo, CENS SA ESP cuenta con estrategia de «Transferencia de riesgo», para mitigar el impacto producto de la materialización de un siniestro o desastre, mediante pólizas de seguros, asociadas a las siguientes temáticas:

1. Póliza multiriesgo Corporativo.
2. Póliza REC (perjuicios patrimoniales, daño emergente, lucro cesante, extrapatrimonial).
3. Vida Grupo Patronal (muerte, enfermedad, incapacidad).
4. Todo riesgo de maquinaria y equipo móvil.
5. Automóviles.
6. Transporte de mercancía.

- **Aspectos relacionados con el proceso de manejo del desastre.**

CENS SA ESP incorporó dentro del PGRD, los Planes de Emergencia y Contingencia para la infraestructura operativa (subestaciones – redes de transmisión), sedes administrativas o puntos de atención a usuarios, para eventos de incidentes internos del personal, eventos de movimientos sísmicos, incendio, detección de posibles artefactos explosivos, asonada u orden público, inundación, derrame de productos químicos, así como guías de actuación para

amenazas de atentados, prevención de secuestro y extorsión y guía de prevención de minas antipersona.

4.11. Calidad y reporte de la información al SUI

A continuación, se presenta la Información del cumplimiento de los reportes por parte de CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. al Sistema Único de Información – SUI.

- **Inscripción y actualización RUPS**

El prestador CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. ahora CENS realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos – RUPS bajo imprimible No. 20231604418314 del 24 de enero del 2023 donde realizó el registro de los siguientes datos:



- Fecha de constitución: 16 de octubre de 1952.
- Fecha de inicio de operaciones: 16 de octubre de 1952.
- NIT: 890500514 - 9
- Servicios Registrados: Energía Eléctrica
- Actividades Desarrolladas:

Tabla 52 Registro actividades RUPS.

Servicio	Actividad	Fecha de Inicio	Fecha Final
Energía	Comercialización	16/10/1952	-
Energía	Distribución	16/10/1952	
Energía	Transmisión	29/07/2011	-

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), como se observa en la Tabla 52.

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

- **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 53.

Tabla 53 *Porcentaje de cargue.*

ID Empresa	Empresa	Año	Certificado	Certificado No Aplica	Pendiente	Porcentaje Cargue
604	CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER SA ESP	2022	422	26	10	98%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 11/07/2023.

Tomando como base, el porcentaje de cargue de la Tabla 53, el prestador, para la vigencia 2022, tiene 11 formatos pendientes, los cuales corresponden a: 6 Formatos Comerciales (S5. Formato Validaciones Trimestrales Subsidios – septiembre y octubre), 1 Formato Financiero (Grupo 1 2022 Individual, Flujo de Efectivo Directo - Anual) y 3 Formatos Técnicos (PI1. Inventario Planes, PI4. Proyectos Seguimiento y PR9. Índices Anuales de Cálculos de Perdidas). Cabe destacar que para las vigencias anteriores al 2022, el prestador cuenta con 89 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.

Durante la reunión con el prestador, se abordó el tema de calidad de información reportada, y se acordó solicitar al equipo SUI la inhabilitación de los formatos duplicados o aquellos que no le aplica al prestador para cada vigencia analizada. Así mismo, se solicitó 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 encontraron inconsistencias en la información reportada en estos formatos, debido a que el prestador ha presentado errores en el validador de la plataforma durante el reporte de los formatos PI.

Se comunicaron las inconsistencias encontradas al prestador a través de distintos comunicados, explicando detalladamente los errores encontrados en el reporte de información de los formatos solicitados. Ante esto se efectuaron distintas mesas de trabajo, validando errores en el reporte del ID Plan y el ID proyecto del plan anterior para los distintos formatos. Por parte del prestador se mantuvo el compromiso de solicitar una reversión de los formatos cargados y verificar la información a reportar para el formato PI4 del 2022.

En cuanto a los formularios de Planes de Pérdidas (PR8 y PR9) pendiente para las vigencias 2020 a 2022, CENS nos informa la solicitud de reversión de información de dichos formatos, por tal motivo no han podido cargar la información. Durante la reunión se revisó el estado de la reversión, encontrando que dicha solicitud se encuentra aceptada por parte de la SSPD, durante el transcurso de la evaluación integral, se gestionó con el profesional del SUI el cargue de este formulario y se encuentra debidamente certificado el formato PR8 para 2022.

El prestador manifestó que remitirá la respuesta al comunicado SSPD No. 20232201787341 el día 23 de junio de 2023, dando respuesta a las acciones a tomar para todos los formatos pendientes. Verificado el estado de cargue, se evidencia que el prestador ha cumplido con los compromisos y se encuentra en las correcciones de los formatos, aunque existen aún varios pendientes.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al Sistema Único de Información SUI, del año 2022 se pudo constatar que CENS presentó el 43.86% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes (Tabla 54).

Tabla 54 Oportunidad en el cargue – Vigencia 2022.

Variable	Fuera de Término	Con Oportunidad
Cantidad N°	256	200
Porcentaje %	56.14 %	43.86 %

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 11/07/2023.

En cuanto a reversiones, durante 2022 la empresa CENS solicitó las relacionadas en la **Tabla 55**.

Tabla 55 Formatos Reversados.

Año de la Solicitud de Reversión	Nombre Formato o formulario Reversado	Año	Periodo	Fecha de Ejecución
2022	CS3. Incentivo de Calidad Media	2021	1	17/08/22
2022	TT11. Cronograma de actividades de TRMS	2021	10	23/02/22
2022	TT12. Ejecución Real Mensual TRMS	2021	10	23/02/22
2022	TT11. Cronograma de actividades de TRMS	2021	11	23/02/22
2022	TT11. Cronograma de actividades de TRMS	2021	12	23/02/22
2022	TT12. Ejecución Real Mensual TRMS	2021	12	23/02/22
2022	TT11. Cronograma de actividades de TRMS	2022	5	01/06/22
2022	FC4. Conceptos Financieros	2022	1	13/07/22

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 11/07/2022.



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

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

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 (56.14%) 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 (8 reversiones) de las cuales 7 Reversiones son del Tópico Técnico y las otra hace referencia al Tópico financiero de la resolución antes mencionada.

4.12. Reglas generales 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://www.cens.com.co/>, los procedimientos que se relacionan en la Tabla 56.

Tabla 56 *Procedimientos publicados CENS S.A. ESP, Resolución CREG 080*



Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Disponibilidad del servicio de energía	http://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/tramites-y-servicios/acceso-al-servicio-de-energia/disponibilidad-del-servicio-de-energia
Factibilidad del servicio de energía	http://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/tramites-y-servicios/acceso-al-servicio-de-energia/factibilidad-del-servicio-de-energia
Revisión de proyectos eléctricos	http://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/tramites-y-servicios/acceso-al-servicio-de-energia/revision-de-proyectos-electricos
Visado de transformador	http://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/tramites-y-servicios/acceso-al-servicio-de-energia/visado-de-transformador
Recepción equipo de medida	http://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/tramites-y-servicios/acceso-al-servicio-de-energia/recepcion-del-equipo-de-medida-del-usuario
Interventoría y visita de puesta en servicio	http://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/tramites-y-servicios/acceso-al-servicio-de-energia/interventoria-y-visita-de-puesta-en-servicio
Conexión del servicio de energía residencial	http://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/tramites-y-servicios/acceso-al-servicio-de-energia/conexion-del-servicio-de-energia-residencial
Conexión del servicio de energía comercial	http://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/tramites-y-servicios/acceso-al-servicio-de-energia/comercial

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

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Conexión del servicio de energía industrial	http://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/tramites-y-servicios/acceso-al-servicio-de-energia/conexion-del-servicio-de-energia-industrial
Conexión del servicio de energía oficial	http://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/tramites-y-servicios/acceso-al-servicio-de-energia/conexion-del-servicio-de-energia-oficial
Cambio de comercializador	http://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/tramites-y-servicios/acceso-al-servicio-de-energia/cambio-de-comercializador
Contrato de Respaldo	http://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/tramites-y-servicios/acceso-al-servicio-de-energia/contrato-de-respaldo
Calidad Extra	http://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/tramites-y-servicios/acceso-al-servicio-de-energia/contrato-de-calidad-extra
Migración de Usuarios a Niveles de Tensión Superior	http://www.cens.com.co/clientes-y-usuarios/tramites-y-servicios/acceso-al-servicio-de-energia/migracion-de-usuarios-a-nivel-de-tension-superior

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

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 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

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

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 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 CENS S.A. ESP a los usuarios de su mercado, están diseñados en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar, en cumplimiento de la regulación citada.

5. Hallazgos:

A continuación, en la **Tabla 57**, 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 57. Relación hallazgos para la empresa Centrales Eléctricas del Norte de Santander.

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Errores en el cálculo de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) que afectaron la opción tarifaria (Componente de Comercialización)	Cumplimiento del régimen tarifario aplicable en Colombia	Información reportada al SUI, tarifas publicadas, comunicaciones realizadas entre la DTGE y CENS e información recopilada durante la visita.	<p style="text-align: center;">NO CUMPLE</p> Como compromiso de la presente Evaluación Integral la empresa se comprometió a realizar los cálculos del impacto y los ajustes que debe realizar por el reporte extemporáneo de las garantías financieras ante el SUI.
Reportes de Información Tarifaria al SUI	Reporte de periodos pendientes de reporte	Estado de cargue información tarifaria al SUI.	<p style="text-align: center;">NO CUMPLE</p> La empresa certificó de manera extemporánea los formatos.

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Remisión de respuesta a solicitudes realizadas por la DTGE	Reporte de variables utilizadas en los cálculos de CU. Replicación de los cálculos realizados por la empresa.	Respuestas con cálculos y variables detalladas para replicar los cálculos.	NO CUMPLE La empresa no remite el nivel de detalle de la información solicitada que permita evidenciar y replicar los cálculos y las variables empleadas.
Facturación energía reactiva	Aplicación del factor multiplicador M	Información remitida por la empresa	NO CUMPLE
Código de Medida	Artículo 19	Información remitida por la empresa.	NO CUMPLE
FSSRI	FSSRI: Sustentar y/o proceder con solicitud de reversión de la información del formato TC1 y la aportada en el marco de la evaluación integral, dadas las diferencias presentadas para el número de suscriptores subsidiados y suscriptores contribuyentes, así como aclarar si el prestador atiende suscriptores en Bogotá y Santander, teniendo en cuenta que se encuentran fuera del mercado del prestador.	Información reportada en el formato TC1	NO CUMPLE
FSSRI	FSSRI: Se requiere sustentar y/o proceder con solicitud de reversión de la información reportada en el SUI en el formato S6. Usuarios Beneficiarios del descuento y/o Exención Tributaria, dadas las diferencias presentadas respecto a la información reportada y la información aportada en el marco de la evaluación	Información reportada en el formato S6	NO CUMPLE
FSSRI - FOES	FSSRI y FOES: Sustentar y/o proceder con solicitud de reversión de la información del formato TC2 dadas las diferencias presentadas para los 4tro trimestres de 2022 para las variables de «Subsidios Otorgados» y «Contribuciones Facturadas» de igual forma, para las variables relacionadas con «FOES Aplicado».	Información reportada en el formato TC2	NO CUMPLE

criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
FSSRI - FOES	FSSRI y FOES: Sustentar y/o proceder con solicitud de reversión de la información del formato S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES para la variable «Contribuciones No recaudadas después de 6 meses» en el trimestre 3er trimestre de 2022. En cuanto a las variables de FOES, se presentan inconsistencias de este formato respecto a lo reportado en el formato TC2.	Información reportada en el formato TC2 – S1	NO CUMPLE
FSSRI - FOES	FSSRI y FOES: Se requiere proceder con el reporte del formato S5 para el reporte de las conciliaciones validadas en firme por el MME para Subsidios y Contribuciones, así como para FOES.	Conciliaciones en firme remitidas por el MME pendientes por reportar en el formato S5.	NO CUMPLE
FOES	Consumos de usuarios FOES reportados	Hay diferencias entre los consumos remitidos a la SSPD y la conciliación al MME	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
Solicitud de reversión Taxonomía 2022	Se presenta diferencia entre lo cargado por el prestador en el Sistema Único de Información SUI y los estados financieros firmados y Dictaminados, identificando posibles inconsistencias en la calidad de la información reportada para la vigencia 2022. Así mismo, es importante que la empresa separe las actividades no vigiladas.	No se entregó con corte a la elaboración del informe, se estima entrega para el 30/09/2023	NO CUMPLE



Critero	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Solicitud de reversión de la información cargada del Informe Financiero Especial IFE correspondiente al cuarto trimestre del año 2022.	De acuerdo con los ajustes a realizar en la taxonomía 2022, se requiere cambio de la información Financiera Especial del cuarto trimestre de 2022.	No se entregó con corte a la elaboración del informe, se estima entrega para el 30/09/2023	NO CUMPLE
Acceso a la información del SDL para AGPE o GD	Cumplimiento a la Resolución CREG 174 de 2021 (Artículo 7)	Sitio web de CENS SA ESP, para acceder a la información. Grabación reunión (Cumplimiento CREG 174 y 075 de 2021)	NO CUMPLE
Calidad del servicio	Soportes de exclusiones	Los soportes de exclusiones para los eventos con causal Actos de terrorismo y Catástrofes naturales, no cuentan con los soportes exigidos regulatoriamente (Cumplimiento CREG 015 de 2018 y)	NO CUMPLE
Calidad del servicio	Calidad individual	Presenta durante los años 2019, 2020, 2021 y 2022, más de un usuarios con DIU mayor a 360 horas de interrupción (Cumplimiento CREG 015 de 2018)	NO CUMPLE
Calidad del servicio en el STN	Estándares de calidad definidos en el numeral 4.1 de la Resolución CREG 011 de 2009	Indicadores de calidad en el STN, para CENS tomados de HEROPE de XM.	NO CUMPLE

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Cumplimiento del PGRD – Decreto 2157 de 2017	Decreto 2157 de 2017. Subsección 5 – Socialización y comunicación. Artículo 2.3.1.5.2.5.1.	Evidencia de la socialización del PGRD dentro de la empresa y socialización con las partes interesadas, debido que se detectó desconocimiento en la implementación del plan	NO CUMPLE
Cumplimiento del PGRD – Decreto 2157 de 2017	Decreto 2157 de 2017. Subsección 6 – Control del Plan. Artículo 2.3.1.5.2.6.1. Plan de Inversiones Artículo 2.3.1.5.2.1.2.	Evidencia de los controles existentes para el riesgo de desastre catalogado como RD9 de origen natural, amenaza: Deslizamiento o remoción en masa. Desagregación de los proyectos o planes de inversión que se presentaron dentro de la parte financiera que impactan en la gestión del riesgo de desastres.	NO CUMPLE
Calidad y cargue SUI	Evaluar el proceso de cargue y reversión de información al SUI, para así garantizar la calidad de la información y que la misma sea oportuna.	Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021	NO CUMPLE (CENS no ha cargado al SUI la totalidad de los formatos pendientes)
Calidad y cargue SUI	Cumplir con los tiempos de reporte de información para los formatos del SUI, lo anterior con el fin de generar la información certificada para el cálculo de los indicadores de forma oportuna y que no genere retrocesos a los agentes involucrados	Resoluciones SSPD No. 20192200020155 de 2019 y SSPD No. 20212200012515 de 2021	NO CUMPLE

Fuente: Elaboración DTGE.

6. Acciones correctivas definidas:

- CENS deberá atender las instrucciones de la DTGE dadas en la Evaluación Integral y en uno de los compromisos con relación a los ajustes de los cálculos realizados en el Costo Unitario de Prestación del Servicio, en el componente de Comercialización y el impacto en la Opción Tarifaria y Tarifas.
- La empresa debe realizar las respectivas correcciones y adecuaciones para la correcta facturación a los usuarios a los cuales les aplica el factor multiplicador M.
- La empresa debe dar cumplimiento a lo estipulado en el artículo 19 de Código de Medida.
- Realizar los ajustes a los que haya lugar en el sitio web de CENS, para acceder a la consulta de información que le permita a un potencial AGPE o GD, observar el estado de la red y las características técnicas básicas del punto de conexión deseado, sin limitaciones o barreras de consulta, asociadas al conocimiento de datos puntuales como número de cliente, código de circuito o transformador. Lo anterior, en conformidad a lo establecido en el artículo 7 de la Resolución CREG 174 de 2021.
- En cuanto al procedimiento para la exclusión de eventos, se recomendó a la empresa la inclusión y ajuste de dichos documentos dentro del proceso de calidad del servicio, aprobados en el marco del Sistema de Gestión de Calidad de la empresa.
- Mantener las reuniones internas de Planeación de CENS SA ESP, liderado por el grupo de «Gestión Integral de Riesgos» y actualizar el informe de Auditoría Interna del prestador, referido a la evaluación denominada «210546 – Plan de Gestión de Riesgos de Desastres CENS», realizada en diciembre de 2021, según Comunicación Interna CENS 20211010035899, remitida por la Auditora Interna al Área de Finanzas de CENS.
- Realizar la revisión de los numerales «1.2.2. ANÁLISIS DEL RIESGO», «1.2.3. EVALUACIÓN DEL RIESGO» y «2. PROCESO DE REDUCCIÓN DEL RIESGO», en el documento «PLAN DE GESTIÓN DE RIESGO DE DESASTRES – REGIONAL CÚCUTA», respecto a las condiciones de amenaza, vulnerabilidad y riesgo de la Infraestructura de Trasmisión, toda vez que, en desarrollo de la visita de terreno adelantada por la Superintendencia, se observaron grietas en las soleras de la Subestación San Mateo – Cúcuta, la cual está ubicada en zona de pendiente, parte alta

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

del barrio Bogotá y sujeta a posibles fallas ambientales o geológicas, tal como se mencionó en el numeral «1.1.1.6.1 *Subestaciones de transmisión regional y/o local (230 – 115 KV)*» del documento de PGRD – Cúcuta remitido por CENS SA ESP.

7. Conclusiones:

Aspectos financieros



- En el 2022 el prestador cuenta con una deuda total equivalente al 62,82% de sus activos (lo cual indica que el 37,18% de la financiación se da con recursos propios). Si bien este porcentaje de deuda no se considera particularmente bajo, no genera una alerta de riesgo financiero. Además, este porcentaje es menor que el presentado en el 2021, cuando se ubicó en 64,38%.
- El prestador ha mantenido un crecimiento significativo tanto en sus ingresos como en sus ganancias en las últimas dos vigencias, con una variación del 25,2% en los ingresos de actividades ordinarias y del 22,5% en la utilidad neta, entre los años 2021 y 2022.
- La razón corriente para el año 2022 fue de 1,31 veces (activo corriente/pasivo corriente) lo que indica que sus activos de corto plazo pueden cubrir las deudas corrientes. Sin embargo, este indicador debe ubicarse, idealmente, por encima de 2, con el fin de garantizar el pleno cubrimiento de sus pasivos de corto plazo.

Aspectos comerciales

- En términos de medición, la empresa cuenta con recursos que le ha permitido mejorar sus indicadores respecto de la relación con los usuarios. Adicionalmente, no se evidencia por parte de la DTGE, alguna conducta que vaya en perjuicio de los usuarios y/o de otros comercializadores, razón por la que se alienta a la empresa a ese proceso continuo de mejora en sus indicadores.

Aspectos técnicos

- Se identificó que CENS SA ESP planifica y ejecuta procesos internos necesarios para llevar a cabo los procedimientos de conexión a la red que opera. De manera general, se observa la correcta aplicación de las Resoluciones CREG 174 y 075 de 2021. Sin embargo, se identificó como hallazgo de esta evaluación integral, el presunto incumplimiento al artículo 7 de la Resolución CREG 174 de 2021, pues se identificó una posible barrera de acceso a la información, en referencia a los filtros establecidos por CENS SA ESP para acceder a la consulta de información, ya que, para el acceso a la información del sistema del sitio web, se debe proporcionar un dato referente a NIU, código de transformador o dirección.
- Se identificó que el activo con mayor cantidad de Horas Compensadas por superar las Máximas Horas Anuales de Disponibilidad Ajustadas en el STN para el año 2022 fue Belén (Cúcuta) Condensador Paralelo 02 de 30 MVAR 115 kV, con aproximadamente 3.901 HC. Lo anterior, ubica a CENS como el Transmisor Nacional con mayor cantidad de Horas Compensadas en el STN para el año 2022, por encima de TRANSELCA e INTERCOLOMBIA, lo cual indica la gravedad de la condición detectada. Por lo anterior, desde esta Superintendencia se realizará seguimiento particular a este activo.
- En revisión de los procedimientos presentados por CENS SA ESP resaltamos que no se encuentra una etapa en los procedimientos de cálculo de indicadores de calidad media e individual, donde se realice la asignación de causas a los eventos (Circular CREG 063 de 2019) y la gestión de los soportes de los eventos excluidos, según lo dispuesto en el numeral 5.2.2 EXCLUSIÓN DE EVENTOS de la Resolución CREG 015 de 2018.
- En el análisis realizado por la SSPD se encontró que los usuarios del servicio de energía eléctrica del mercado de comercialización de CENS SA ESP percibieron durante el año 2022, una calidad del servicio disminuida respecto a los años 2020 y 2021.
- Con los resultados de la revisión de soportes de exclusión de eventos, se evidenció que CENS SA ESP tiene falencias en la correcta aplicación del esquema de

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

exclusiones, por lo tanto, los indicadores de duración y frecuencia de interrupciones del mercado de CENS SA ESP podrían estar subdimensionados.



- Consecuente con la documentación remitida por CENS SA ESP a esta Superintendencia, según oficios remitidos y registrado en el sistema de gestión documental de la entidad, el desarrollo de la visita adelanta a las instalaciones administrativas y operativas de la empresa y reuniones virtuales, el PGRD de CENS SA ESP vigencia 2022, se encontró consecuente con los lineamientos y procesos establecidos en el Decreto 2157 de 2017.
- Frente al desarrollo de la visita de vigilancia, se evidenció que existe desconocimiento en los procesos desarrollados y contenidos temáticos del documento PGRD 2022, por parte de los funcionarios de CENS SA ESP. Consecuentemente, no se evidenció seguridad en el conocimiento de los riesgos a los que se enfrenta la empresa, conocimiento de sus procesos y continuidad del negocio, e impactos en el evento de que se llegue a materializar alguno de ellos.

Reglad de Comportamiento - Resolución CREG 080 de 2019

- 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

- En la revisión del tópico financiero, quedó evidenciado que la empresa registra en sus estados financieros la totalidad de las cifras en el servicio de energía. No obstante, el prestador realiza actividades tales como: alquiler de transformadores, arrendamientos de infraestructura, mantenimientos de sistemas de iluminación, facturación y recaudo de terceros, entre otros, las cuales son consideradas como «otras actividades no

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

vigiladas». Por lo anterior, el prestador deberá reclasificar las cifras y así reflejar la realidad de la empresa.

9. Responsables de la realización:

9.1. **Responsable general:** Baisser Antonio Jiménez Rivera – Director Técnico de Gestión de Energía – DTGE

9.2. Equipo de evaluación

Jhon Crisitian Giraldo Parra
 Diego Fernando Borda Tovar
 Roció del Pilar Hernández - Componente Financiero
 Dayhan Garzón Martínez - Componente Comercial
 Nelson Yesid González - Componente Comercial
 Christian ANDRES Alarcón - Componente Comercial
 Rafael Ricardo Rojas - Componente Comercial
 Jorge Enrique Fonseca - Componente Comercial
 Darío Fernando Obando - Componente Técnico
 Marlon Millán Martínez - Componente Técnico
 Paula Camila Arévalo - Componente Técnico
 Diego Martin Castillo - Componente Técnico
 Catherine Yuliana Bohórquez - Componente Técnico
 Wilmer Andrés Sandoval - Componente SUI
 Luis Carlos Rodríguez Bello - Componente CREG
 Jairo Andrés Blandón – Componente Jurídico

10. Anexos