

1 Identificador del prestador

1.1 Nombre o razón social: CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO SA ESP– CEDENAR SA ESP

1.2 NIT: 891200200-8

1.3 ID (SUI - RUPS): 520

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: Generación, Comercialización y Distribución.

1.6 Fecha de inicio de operación en la actividad a vigilar o inspeccionar: 15 de junio de 1955

2 Identificación de la acción de vigilancia e inspección realizada:

2.1 Año del programa al que pertenece la acción: 2021

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: Calle 20 No. 36 – 12; Pasto - Nariño

3 Delimitación del marco de evaluación

3.1 Criterios evaluados: Aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales y reporte de información al SUI.

3.2 Marco temporal de evaluación: 2020-2021

4 Descripción de lo desarrollado:

Se realiza la Evaluación Integral a CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO SA ESP (en adelante «Cedenar»), 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:

Cedenar, a través de radicado SSPD No. 20225293603552 del 14 de septiembre de 2022, remite la información solicitada en virtud de la evaluación integral. La información fue complementada mediante solicitud verbal en la fecha de la visita, entre los días 20 al 22 de septiembre de 2022 en la sede Pasto y desde el 4 al 6 de octubre de 2012 en la sede Puerto Leguizamo, las cuales se encuentran registradas en actas. 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 Cedenar, fuente de insumo para la realización del presente informe, se solicitó a través de radicado SSPD No. 20222203785401 del 28 de agosto de 2022.

4.3 Estado de respuesta de requerimientos:

Respuesta remitida a través de radicado SSPD No. 20225294181712 del 14 de octubre de 2022. Luego de verificación de la información se encuentra que, respecto a algunos requerimientos específicos, es necesario complementar la información requerida por estar faltante o incompleta, dicha información se solicita en la visita 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 Cedenar.

4.4 Evaluaciones realizadas:

Dentro del proceso de evaluación se tienen en cuenta aspectos administrativos, financieros, técnicos, comerciales y reporte de información al SUI. Iniciando por una breve descripción de la empresa Cedenar.

4.4.1 Descripción general de la empresa

La empresa CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO SA ESP se constituyó en el año 1995 y se encuentra inscrita en el RUPS desde el 14 de junio de 1995. Desarrolla las actividades de Generación, Distribución y Comercialización de energía eléctrica. A continuación, en la Tabla 1 se presenta la información general de la empresa.

Tabla 1. Datos generales de la empresa.

Tipo de Sociedad:	Sociedad Anónima
Razón social:	CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO SA ESP
Sigla:	CEDENAR SA ESP
NIT:	891200200-8
ID RUPS:	520
Representante legal:	JORGE ALBEIRO CHINGUAL VARGAS
Actividad desarrollada:	Generación Distribución Comercialización
Año de entrada en operación:	1995
Auditor – AEGR:	-
Clasificación:	Sistema Interconectado Nacional
Fecha última actualización RUPS:	2022-01-31

Fuente: Sistema Único de Información (SUI) – elaboración DTGE.

4.4.2 Aspectos administrativos y financieros

En esta sección se abordan las actividades evaluadas con relación a los aspectos administrativos y financieros de la empresa Cedenar.

4.4.2.1 Clasificación de riesgo

Conforme al artículo 15 del Decreto 1369 de 2020, son funciones de las Direcciones Técnicas de Gestión de las Superintendencias Delegadas.

«(...) *Evaluar la gestión financiera, técnica y administrativa de los prestadores de servicios Públicos domiciliarios sujetos a la inspección, vigilancia y control de acuerdo con los indicadores definidos por las Comisiones de Regulación y el ordenamiento jurídico vigente (...)*»

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el 2021 realizó el cálculo del riesgo financiero con la última información disponible, es decir la información financiera cargada por el prestador del año 2021, en el Sistema Único de Información SUI, de acuerdo con los indicadores calculados bajo Normas Internacionales Financieras (NIF). Para la vigencia 2021 el nivel de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, fue un nivel de riesgo financiero medio bajo (nivel de riesgo 1).

En la Tabla 2. *Clasificación inicial de Riesgo Financiero* se observan los resultados para los indicadores establecidos por la normatividad CREG, los cuales instauran la clasificación de riesgo inicial de las prestadoras evaluadas.

Tabla 2. Clasificación inicial de Riesgo Financiero.

Indicador Financiero	Categoría de Indicador	2021	2020
Rentabilidad sobre Activos	Rentabilidad	13,84	15,81
Rentabilidad sobre Patrimonio	Rentabilidad	20,78	22,01
Flujo de Caja sobre Activos	Rentabilidad	12,58	17,05
Ciclo Operacional	Liquidez	36,94	37,16
Cubrimiento de Gastos Financieros	Liquidez	11,44	8,85
Razón Corriente	Liquidez	1,28	1,27
Patrimonio sobre Activo	Solidez	49,89	50,11
Pasivo corriente sobre Pasivo Total	Solidez	29,97	30,52
Activo corriente sobre Activo Total	Solidez	19,18	19,36
Riesgo Financiero		1	1

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

La prestadora se ubica en el clúster No 1, el cual comparte con 115 empresas que presentan condiciones de ingresos y patrimonio similares, dentro de esta clasificación, Cedonar evidencia condiciones inferiores en dos indicadores a los presentadas por las compañías del clúster, indicadores propuestos en la clasificación inicial para la vigencia 2021, según el modelo de riesgos calculado con la metodología de la Resolución CREG 072 de 2002 y 034 de 2004.

Los indicadores que presentan condiciones inferiores a las presentadas en el grupo son: ciclo operacional y activo corriente sobre activo total.

Del resultado de la metodología establecida por la comisión de regulación, Cedenar, para la vigencia 2021, se clasifica en riesgo (1) medio bajo¹.

4.4.2.2 Estado de situación financiera

Centrales eléctricas de Nariño presta el servicio de energía eléctrica en el Sistema Interconectado Nacional (SIN) y en las Zonas no Interconectadas (ZNI) adicional realiza actividades que no están circunscritas dentro de la vigilancia e inspección de esta superintendencia, tales como administración de proyectos e instalación de infraestructura eléctrica.

La participación de los activos del servicio de energía en el total individual de la compañía es del 99,4%, en cuanto al apalancamiento con terceros el servicio de energía usa el 99,08% de los recursos externos solicitados por la prestadora.

Esta evaluación se concentrará en los resultados de la vigencia 2021 comparada con el año 2020, del servicio público de energía para las actividades de generación, distribución y comercialización en el SIN y la actividad de generación en las zonas no interconectadas.

Los activos de la compañía ascienden a 684 810 millones COP presentando un aumento de 1,60% con relación a la vigencia 2020, sus recursos controlados a corto plazo equivalen al 19,18%, dejando el 80,82% a largo plazo, los rubros más destacados para el activo son: propiedad planta y equipo 76,42% y cuentas comerciales por cobrar de la prestación del servicio público 12,3%.

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

Tabla 3. Estado de Situación Financiera.

Concepto Financiero	Total 2021 (millones COP)	Total 2020 (millones COP)	Análisis Horizontal (%)	Análisis Vertical (%)
Efectivo y equivalentes al efectivo	11.423	13.947	-18,10	1,67
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos corrientes	78.818	69.568	13,30	11,51
Otras cuentas por cobrar corrientes	812	1.021	-20,45	0,12
Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes	79.630	70.589	-715,09	11,63
Inventarios corrientes	11.155	9.156	21,84	1,63
Activo por impuesto a las ganancias corriente	27.092	25.575	5,93	3,96
Otros activos financieros corrientes	132	137	-3,56	0,02
Otros activos no financieros corrientes	1.914	11.169	-82,86	0,28
Activos corrientes totales	131.347	130.573	0,59	19,18
Propiedades, planta y equipo	523.339	511.411	2,33	76,42
Inversiones en asociadas	7.535	5.899	27,74	1,10
Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos no corrientes	5.231	6.649	-21,32	0,76
Propiedad de inversión	129	131	-1,54	0,02
Activos intangibles	12.661	10.389	21,87	1,85
Otros activos	4.567	9.223	-50,48	0,67
Total otros activos no corrientes	17.357	19.743	-12,08	2,53
Total de activos no corrientes	553.463	543.702	1,80	80,82
Total de activos	684.810	674.276	1,56	100,00
Provisiones corrientes por beneficios a los empleados	14.753	15.000	-1,65	2,15
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes	28.585	22.410	27,56	4,17
Cuentas comerciales por pagar por adquisición de bienes corrientes	2.873	2.459	16,82	0,42
Otras cuentas comerciales por pagar corrientes	1.478	1.177	25,59	0,22
Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes	32.936	26.046	26,45	4,81
Préstamos por pagar	19.149	21.765	-12,02	2,80
Pasivo por impuesto a las ganancias corriente	15.480	19.825	-21,92	2,26
Ingresos recibidos por anticipado corrientes	2.290	2.153	6,37	0,33
Otros pasivos no financieros corrientes	18.238	17.884	1,98	2,66
Pasivos corrientes totales	102.845	102.673	-78,33	15,02
Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados	72.692	83.285	-12,72	10,61
Otras provisiones no corrientes	9.258	25.570	-63,79	1,35
Total provisiones no corrientes	81.949	108.855	-24,72	1.196,67
Pasivos por préstamos por pagar	113.234	78.738	43,81	16,54
Pasivo por impuestos diferidos no corrientes	45.151	46.132	-2,13	6,59
Total de pasivos no corrientes	240.334	233.724	2,83	35,10
Total pasivos	343.179	336.397	2,02	50,11

Concepto Financiero	Total 2021 (millones COP)	Total 2020 (millones COP)	Análisis Horizontal (%)	Análisis Vertical (%)
Capital suscrito y pagado	91.671	91.671	0	13,39
Prima en colocación de acciones cuotas o partes de interés social	8.372	8.372	0,00	1,22
Reserva Legal	12.270	12.270	0	1,79
Otras Reservas	5.000	5.000	0	0,73
Ganancias acumuladas	239.909	237.923	0,83	35,03
Otras partidas patrimoniales	-15.591	-17.357	-10,17	-2,28
Patrimonio total	341.631	337.879	1,11	49,89

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

4.4.2.2.1 Cartera del servicio público de energía

Asciende a 218 974 millones COP se encuentra distribuida en las actividades de comercialización, distribución y generación, de esta, producto de la probabilidad de no pago la empresa realiza un deterioro del 61,62% quedando con un neto de cuentas por cobrar de 84 049 millones COP, la Tabla 4 muestra la división por estrato socioeconómico, encontrando que los suscriptores de estrato Residencial 1 acumulan la mayor parte de las cuentas por cobrar con 108 495 millones COP, estas cuentas tienen un cálculo de deterioro por 70 502 millones COP quedando un neto a cobrar de 37 993 millones COP.

Así las cosas, y verificando que la cartera se encuentra deteriorada en un alto porcentaje, se pasa a identificar cuál es la política de cálculo de deterioro en la prestadora:

(...)

Para calcular el deterioro de las cuentas por cobrar, CEDENAR realiza un análisis basado en el tipo de cartera, la zona geográfica y el comportamiento histórico del pago para determinar la probabilidad de que la empresa sufra un retraso en la cancelación de las deudas y se determinan tres tipos de riesgos, alto, medio y bajo, a los cuales se les aplica un porcentaje dependiendo del tipo de riesgo.

- Riesgo alto: aquel cliente o usuario que tiene cartera morosa mayor a 181 días.
- Riesgo medio: aquel cliente o usuario que tiene cartera morosa entre 91 días y 180 días

- Riesgo bajo: aquel cliente o usuario que está al día o presenta mora menor o igual 90 días, cliente que habitualmente se retrasa, pero paga mediante un proceso de presión o suspensión.

Tabla 4. Cartera del Servicio de Energía.

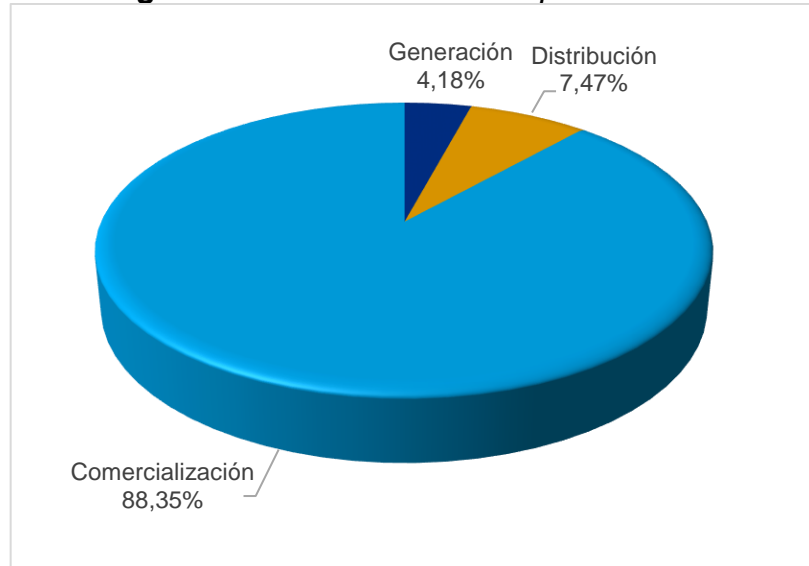
Cartera comercialización	Cartera Corriente (millones COP)	Cartera Vencida (millones COP)	Total Cartera (millones COP)	Porcentaje Cartera (%)	Deterioro (millones COP)	Neto de Cartera (millones COP)	Porcentaje Cartera (%)
Residencial Estrato 1	96.235	12.260	108.495	49,55	70.502	37.993	45,20
Residencial Estrato 2	17.390	1.265	18.655	8,52	3.962	14.693	17,48
Residencial Estrato 3	8.373	383	8.756	4,00	900	7.856	9,35
Residencial Estrato 4	1.314	102	1.416	0,65	161	1.255	1,49
Residencial Estrato 5	145	21	167	0,08	69	98	0,12
Residencial Estrato 6	1	0	1	0,00	0	1	0,00
Comercial	14.360	1.896	16.256	7,42	10.190	6.066	7,22
Industrial	16.703	2.726	19.429	8,87	17.354	2.075	2,47
Oficial	6.314	1.015	7.329	3,35	6.188	1.141	1,36
Alumbrado público	2.889	485	3.374	1,54	1.896	1.478	1,76
Empresas del sector	0	0	0	0,00	0	0	0
Usuarios no regulados	0	0	0	0,00	0	0	0
Otros	2.860	421	3.281	1,50	1.681	1.601	1,90
Total Comercialización	166.586	20.573	187.159	85,47	112.902	74.257	88,35
Cartera de Distribución Cargos por uso	10.749	0	10.749	4,91	4.470	6.279	7,47
Cartera de Generación	21.066	0	21.066	9,62	17.553	3.513	4,18
Total Cartera Energía Eléctrica	198.400	20.573	218.974	100,00	134.925	84.049	100,00

Fuente: SUI– elaboración DTGE.

Adicional a la composición de la cartera por estrato socioeconómico, en la **Figura 1** podemos visualizar la distribución con base en la actividad prestada, encontrando que el mayor porcentaje lo agrupa la comercialización de energía eléctrica, con el 88,35%.

Por otra parte, y con base a la necesidad de análisis de las actividades prestadas, según la nota 6 (cuentas por cobrar) de los estados financieros, encontramos que en las Zonas no Interconectadas la deuda del servicio asciende a 21 066 millones COP, correspondientes a la gestión operativa en las centrales de generación diésel de la costa pacífica en los departamentos de Nariño y Cauca, así como la administración, operación y mantenimiento de la central de generación diésel de Puerto Leguízamo en el departamento del Putumayo dejando al Sistema Interconectado Nacional la suma de 218 974 millones COP.

Figura 1. Cartera del Servicio por actividad.



Fuente: SUI – elaboración DTGE

4.4.2.2 Propiedad planta y equipo

El rubro de mayor peso dentro del activo asciende a 523 339 millones COP con un incremento de 2,28% con base a la vigencia 2020, son las redes líneas y ductos las que ocupan el mayor valor de costo histórico con 464 258 millones COP correspondientes a la actividad de distribución de energía eléctrica, seguido por las plantas, ductos y túneles con 119 137 millones COP que en su mayor porcentaje corresponde a actividad de generación, en estos dos rubros se agrupa 83,46% del total costo histórico de la propiedad planta y equipo, la Tabla 5 evidencia el detalle de esta sección no corriente, la depreciación acumulada suma 175 710 millones COP correspondiente al 25,14% del costo histórico.

Tabla 5. Propiedad Planta y Equipo.

Propiedad Planta y Equipo	Costo Histórico 2021 (millones COP)	Análisis Vertical%	Costo Histórico 2020 (millones COP)	Variación (millones COP)	Variación (%)
Redes líneas y cables	464.258	66,41	447.161	17.097	3,82
Plantas, ductos y túneles	119.137	17,04	116.772	2.365	2,03
Construcciones en curso	40.550	5,80	22.328	18.223	81,62
Terrenos	29.495	4,22	29.495	0	0,00
Edificios	23.906	3,42	23.642	263	1,11
Maquinaria y equipo	6.063	0,87	5.049	1.014	20,09
Equipos de comunicación	11.338	1,62	10.735	602	5,61
Muebles y enseres	1.942	0,28	1.841	101	5,48

Propiedad Planta y Equipo	Costo Histórico 2021 (millones COP)	Análisis Vertical%	Costo Histórico 2020 (millones COP)	Variación (millones COP)	Variación (%)
Vehículos	2.361	0,34	2.361	0	0
Totales	699.050	100,00	659.384	39.403	5,98
Depreciación acumulada	175.710	25,14	147.972	27.738	18,75
Valor Libros Propiedad Planta y Equipo	523.339		511.411	11.665	2,28

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

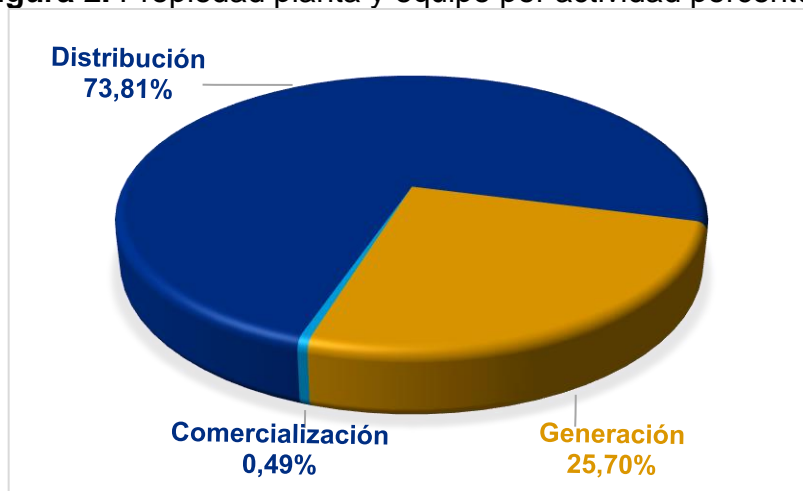
En cuanto a la clasificación de la propiedad planta y equipo según la actividad prestada encontramos su orden de mayor a menor así: actividad de distribución 386 251 millones COP, actividad de generación 134 507 millones COP y actividad de comercialización 2 581 millones COP, la Tabla 6 muestra la composición de este rubro en sus diferentes secciones por actividad prestada en el servicio de energía y la Figura 2 evidencia la composición porcentual de las actividades dentro del total.

Tabla 6. Propiedad Planta y Equipo por Actividad.

Propiedad Planta y Equipo	Costo Histórico (millones COP)	Generación (millones COP)	Distribución (millones COP)	Comercialización (millones COP)
Redes líneas y cables	464.258	0	464.258	0
Plantas Ductos y Túneles	119.137	117.167	1.970	0
Construcciones en curso	40.550	11.380	29.171	0
Terrenos	29.495	8.069	20.561	865
Edificios	23.906	6.380	12.552	4.974
Maquinaria y equipo	6.063	1.665	3.088	1.311
Equipos de comunicación	11.338	75	5.924	5.339
Muebles y Enseres	1.942	179	1.526	237
Vehículos	2.361	0	2.133	228
Totales	699.050	144.915	541.181	12.954
Depreciación Acumulada	175.710	10.407	154.930	10.373
Valor Libros Propiedad Planta y Equipo	523.339	134.507	386.251	2.581

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

Figura 2. Propiedad planta y equipo por actividad porcentual.



Fuente: SUI – elaboración DTGE.



Los pasivos de la compañía suman 343 179 millones COP, correspondiente al 50,11% del activo, indicador que muestra que Cedenar tiene una proporción equivalente entre el apalancamiento entre terceros y accionistas. Los rubros con mayor peso porcentual dentro del pasivo son los préstamos por pagar por un monto de 132 383 millones COP y los beneficios a empleados 87 445 millones COP, ambos rubros conforman el 64% del total pasivo de energía eléctrica

4.4.2.2.3 Obligaciones financieras

Sus acreedores financieros son Davivienda, Bancolombia, Banco de Occidente, AV Villas, BBVA y Findeter. La destinación principal de estos créditos está relacionada con inversiones e infraestructura de activos eléctricos, solamente el crédito de Findeter es utilizado para apalancar las dificultades de recaudo causadas por la declaración de emergencia económica social y ambiental en el 2020. La Tabla 7 muestra la destinación de los recursos por entidad bancaria, todas las obligaciones tienen aprobación del Ministerio de Hacienda y Crédito Público.

Tabla 7. Destinación Obligaciones financieras.

Entidad Financiera	Destinación de la Obligación
Davivienda	Financiar proyectos de construcción Redes Eléctricas antifraude y construcción subestaciones Eléctricas la jardinera y san Martin

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

Entidad Financiera	Destinación de la Obligación
Bancolombia	segunda etapa de construcción subestaciones eléctricas la jardinera y san Martín adicional a construcción línea de distribución Ipiales
Banco de occidente	financiación para atender proyectos de inversión, remodelación de redes eléctricas del departamento, Sistema de información Comercial, Mediciones especiales y Ausencia de Tensión
Findeter	Cubrir las necesidades de liquidez como consecuencia de la crisis económica, social y ecológica como consecuencia de la pandemia COVID 19, por razón a los menores ingresos percibidos por las familias Nariñenses y las medidas restrictivas en la movilidad.
Banco de Bogotá	Atender los costos del proyecto COCANA
Banco AV VILLAS	Remodelación de redes eléctricas y la repotenciación de la PCH Julio Bravo.

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

4.4.2.2.4 Beneficios a empleados

Por otra parte, los beneficios a empleados mostrados en la Tabla 8, con el 25% del total pasivo, mantienen una posición representativa de las deudas de Cedenar, de estas, el 82,25% corresponden a obligaciones por temas pensionales y beneficios de post empleo, todos determinados bajo un estudio actuarial elaborado por la firma Deloitte Asesores y Consultores Ltda., Tabla 9, el 17,75% de los beneficios están soportados en vacaciones, cesantías, primas y otras obligaciones laborales.

Tabla 8. Beneficios a empleados.

Concepto	Valor (miles COP)	Análisis vertical (%)
Pensión de jubilación (beneficios definidos)	53.620.276	61,32
Futuras Pensiones	319.728	0,37
Otros beneficios post empleo Bonificación de Retiro	23.225.807	26,56
Subtotal	77.165.811	88,25
Mesadas y primas de jubilación y por pagar	1.042	0,00
Cuotas partes	54.939	0,06
Prima de Antigüedad	1.520.047	1,74
Cesantías retroactivas	4.623.720	5,29
Vacaciones y Prima de vacaciones	2.229.207	2,55
Cesantías e Intereses	1.844.010	2,11
Otras prestaciones	5.758	0,01
Total	87.444.534	100,00

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

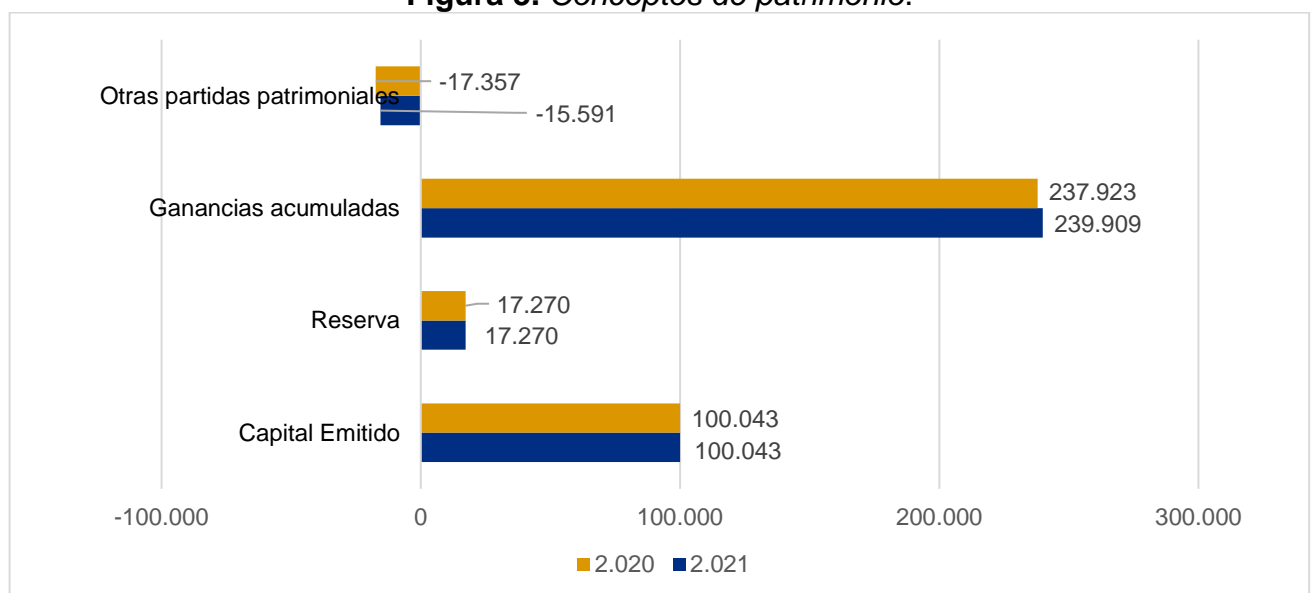
Tabla 9. Resultados Calculo Actuarial 2021.

Plan de beneficios obligación	Valor (miles COP)	No. de beneficiarios
Prima de antigüedad	1.520.047	249
Pensiones	53.940.004	486
Aportes a Pensión	905.508	105
Aportes a Salud	4.809.995	486
Prima extralegal jubilados	17.510.304	486
Total	78.685.858	

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

Lo relacionado con el patrimonio individual de la empresa, se posiciona en 341 631 millones COP (Figura 3). Está conformado por los siguientes conceptos: a) ganancias acumuladas el cual mantiene la mayor porción del apalancamiento con socios 70,22%, este rubro agrupa las ganancias y pérdidas de ejercicios anteriores y los efectos de transición al nuevo marco regulatorio NIF, b) Capital emitido de los socios 100 043 millones COP compuesto por capital suscrito y pago 91 671 millones COP y prima en colocación de acciones 8 372 millones COP, c) Reservas de la compañía suman 17 270 millones COP y d) Otros resultados integrales con valor negativo de 15 591 millones COP, este rubro está relacionado con valorizaciones de participaciones en inversiones ajustadas en septiembre de 2021 y otros ajustes de los beneficios a empleados que no son reflejados dentro del estado de situación financiera.

Figura 3. Conceptos de patrimonio.



Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

4.4.2.3 Estado de resultados integrales

Para la vigencia 2021 la situación de resultados integrales muestra aumentos en cada uno de sus ítems la Tabla 10 revela que para el año 2021 se tuvieron resultados positivos en ganancia bruta por 69 083 millones COP, ganancia antes de impuestos 33 810 millones COP y utilidades netas 22 432 millones COP superando en 4,83% las presentadas en la vigencia 2020.

Tabla 10. Estado de Resultados Integrales 2021 – 2020.

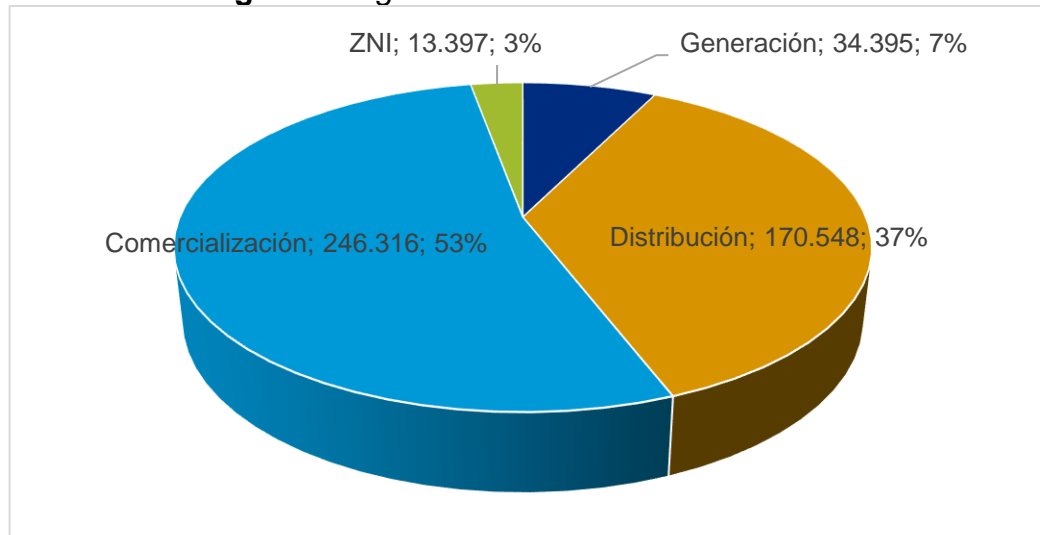
Concepto Financiero	Total 2021 (millones COP)	Total 2020 (millones COP)	Análisis Horizontal 2021 (%)	Análisis Vertical 2021 (%)
Ingresos de actividades ordinarias	464.657	445.078	4,40	100,00
Costo de ventas	394.794	358.289	10,19	84,96
Ganancia bruta	69.863	86.789	-19,50	15,04
Otros ingresos	21.580	15.579	38,52	4,64
Gastos de administración, operación y ventas	26.020	25.348	2,65	5,60
Ingresos financieros	365	658	-44,50	0,08
Costos financieros	8.285	12.039	-31,18	1,78
Otros gastos	23.692	40.841	-41,99	5,10
Otras Ganancias (pérdidas)	0	1.074	0	0
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	33.810	25.871	30,69	7,28
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente	15.480	20.193	-23,34	3,33
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias diferido	-4.102	-10.161	-59,63	-0,88
Ganancia (pérdida)	22.432	15.839	41,63	4,83

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

4.4.2.3.1 Ingresos de actividades ordinarias

El total de los ingresos ordinarios sumaron 464 657 millones COP distribuidos como lo muestra la Figura 4; la comercialización es la actividad que tiene una mayor porción con el 53%, seguido por la distribución del 37%, generación 7% y generación en la ZNI 3%.

Figura 4. Ingresos de Actividades Ordinarias.



Fuente: SUI – elaboración DTGE.

4.4.2.3.2 Costos y gastos

Las erogaciones de costos y gastos para la prestación del servicio de energía ascienden a 468 271 millones COP en la vigencia 2021, la Tabla 11 revela los conceptos, los más representativos corresponden a costos compras de energía con contrato bilateral 135 846 millones COP, uso de líneas redes y ductos 52 059 millones COP, órdenes y contratos por otros servicios 48 487 millones COP, beneficios a empleados 35 367 millones COP, compras en bolsa y/o a corto plazo, con relación a la vigencia anterior hubo un incremento de 11 561 millones COP equivalente a 2.5%.

Tabla 11. Costos y gastos de la prestación de servicio.

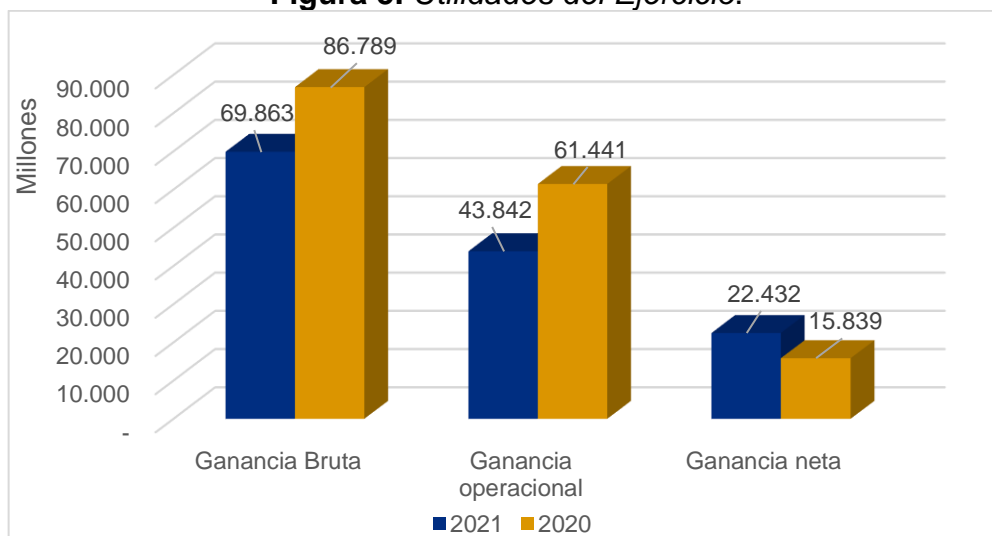
Concepto	Total Costos y Gastos Energía (millones COP)	Porcentaje del total costo (%)
Gastos diversos	6.135	1,31
ACPM, Fuel Oil	6.786	1,45
Impuestos, Tasas y Contribuciones	7.150	1,53
Gastos de conexión	8.069	1,72
Financieros	8.285	1,77
Materiales y otros gastos de operación	9.656	2,06
Generales	10.391	2,22
Otros gastos	10.430	2,23
Honorarios	12.179	2,60
Impuesto a las ganancias corrientes	15.480	3,31
Deterioro	15.967	3,41

Concepto	Total Costos y Gastos Energía (millones COP)	Porcentaje del total costo (%)
Órdenes y contratos de mantenimiento y reparaciones	26.934	5,75
Depreciación	28.268	6,04
Compras en bolsa y/o a corto plazo	30.783	6,57
Beneficios a empleados	35.367	7,55
Órdenes y contratos por otros servicios	48.487	10,35
Uso de Líneas, redes y ductos	52.059	11,12
Compras en bloque y/o a largo plazo	135.846	29,01
Total gastos	468.271	100

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

Para el periodo terminado de 2021, Cedenar presentó una ganancia neta por valor de 22 432 millones COP, superando el periodo anterior en 6 593 millones COP, esto representa porcentualmente un aumento de 41,6% (Figura 5), haciendo una verificación de los distintos resultados del periodo encontramos que la ganancia bruta es de 69 863 millones COP, ganancia operacional 43 842 millones COP y ganancia neta 22 432 millones COP, en comparación con la vigencia anterior los resultados bruto y operacional tuvieron menores valores, no obstante, al final del periodo se evidencia un mayor monto de la utilidad, este resultado es consecuencia de disminuciones en otros gastos que decrecieron en 17 149 millones COP, mejorando el valor final del periodo.

Figura 5. Utilidades del Ejercicio.



Fuente: SUI – elaboración DTGE.

4.4.2.3.3 Estado de resultados integrales por actividad de prestación de energía

En cuanto a los resultados por actividad, la sumatoria de los resultados por actividades genera ganancia al final del ejercicio, no obstante, son la generación y la distribución las actividades que apalancan la utilidad mientras que la comercialización y la generación en las Zonas no Interconectadas evidencian resultados negativos, ver Tabla 12.

En cuanto a la comercialización, las pérdidas vienen desde la operación bruta, donde los ingresos de actividades ordinarias no son suficientes para cubrir el costo de ventas asignado a esta actividad. Los resultados negativos en la actividad de generación de ZNI se encuentran principalmente afectados por otros costos no operativos.

Tabla 12. Estado de Resultados por Actividad del servicio.

Concepto Financiero	Generación (millones COP)	Distribución (millones COP)	Comercialización (millones COP)	ZNI (millones COP)
Ingresos de actividades ordinarias	34.395	170.548	246.316	13.397
Costo de ventas	6.827	85.837	289.017	13.113
Ganancia bruta	27.568	84.711	-42.701	284
Otros ingresos	2.764	7.422	11.394	0
Gastos de administración, operación y ventas	5.029	7.666	13.197	129
Ingresos financieros	28	138	199	0
Costos financieros	1.616	2.885	3.784	0
Otros gastos	414	5.560	6.894	10.825
Otras ganancias (pérdidas)	0	0	0	0
Ganancia (pérdida), antes de impuestos	23.302	76.160	-54.982	-10.670
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente	5.882	9.597	0	0
Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias diferido	-1.559	-2.543	0	0
Ganancia (pérdida)	18.978	69.106	-54.982	-10.670

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

4.4.2.4 Evaluación de la gestión

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de

1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto 2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF) presenta diferencias con los anteriores Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Colombia (PCGA), en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; los indicadores financieros de origen regulatorio que sirven como referente para evaluar la gestión de las empresas prestadoras de los servicios de energía eléctrica y gas combustible, se construyen a partir de información originada de criterios y políticas contables diferentes.

Por lo anteriormente expuesto, y con el objetivo de cumplir con el mandato regulatorio ,y a su vez tener elementos de análisis robustos desde el punto de vista técnico, la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publicó para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2021, a la luz de la resolución vigente y, adicionalmente, pone a consideración de los interesados los mismos indicadores calculados para el año teniendo como base las actuales mediciones en la vigencia 2021.

En consecuencia, para la evaluación de la gestión del año 2021 de las entidades prestadoras, se utilizaron ambos referentes.

Tabla 13. Indicadores de Gestión - Referentes 2021 CREG.

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2021	Referente 2021 CREG	CONCEPTO
Margen Operacional (%)	20,00	33,00	<i>No cumple</i>
Cobertura de Intereses (veces)	11,44	21,01	<i>No cumple</i>
Rotación de Cuentas por Cobrar-(días)	66,02	46,35	<i>No cumple</i>
Rotación de Cuentas por Pagar (días)	29,08	20,59	<i>No cumple</i>
Razón Corriente (veces)	1,28	1,93	<i>No cumple</i>

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

Tabla 14. Indicadores de Gestión - Referentes 2021 NIIF.

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2021	Referente 2021 NIF	CONCEPTO
Margen Operacional (%)	20,00	31,00	<i>No cumple</i>
Cobertura de Intereses (veces)	11,44	15,84	<i>No cumple</i>
Rotación de Cuentas por Cobrar (días)	66,02	50,47	<i>No cumple</i>
Rotación de Cuentas por Pagar (días)	29,08	39,82	<i>Cumple</i>

INDICADORES DE GESTIÓN	Resultado 2021	Referente 2021 NIF	CONCEPTO
Razón Corriente – Veces	1,28	1,85	No cumple

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

Con relación a los resultados para el prestador CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO, se evidencia que la compañía no cumple con los 5 referentes establecidos por la comisión de regulación en la Resolución 034 de 2004 (Tabla 13) y solo cumple con el referente de rotación de cuentas por pagar en la medición efectuada bajo el nuevo marco normativo que la SSPD (Tabla 14), la cual es considerada más adecuada. Sin embargo, los resultados obtenidos no evidencian problemas financieros que pudieran afectar la prestación del servicio público, expresan que la compañía se encuentra por debajo de la media del grupo de generación, distribución y comercialización a los cuales se le calculó estos indicadores.

4.4.2.5 Auditoría externa de gestión de resultados

La siguiente información la entrega el Auditor Revisores & Auditores Asociados SAS, con quien se tiene el contrato de Auditoría Externa de Gestión y Resultados, contrato vigente y su fecha de finalización es 01 de septiembre de 2022.

Con base en los análisis realizados a la fecha, de los resultados obtenidos de la auditoría y presentado al momento de la evaluación integral se establece:

«(...) CEDENAR S.A. E.S.P., mantiene una estructura financiera sólida que le permite pagar y afrontar sus deudas y gastos financieros en diferentes periodos de pago de corto y de largo plazo, cubriendo en 8.36 veces sus gastos financieros a diciembre de 2020, mostrando una variación positiva de 1.21 veces mayor para 2021».

Ahora, frente a la viabilidad financiera el auditor informa:

«(...) Del análisis de la situación financiera actual y las proyecciones a 4 años, no evidenciamos la existencia de riesgos que puedan comprometer la viabilidad financiera ni la prestación del servicio de CEDENAR S.A E.S.P. Así mismo los resultados de proyecciones financieras 2022 – 2025, suministradas por CEDENAR S.A E.S.P.;

muestran que la empresa conserva su viabilidad financiera para el periodo proyectado, la empresa es un negocio en marcha, sostenible en el largo plazo, con una estructura financiera sólida, con efectivo y equivalentes al final del periodo positivo, lo que indica que la empresa puede contar con fondos suficientes para cancelar las cuentas u obligaciones pendientes de pago al finalizar cada periodo».

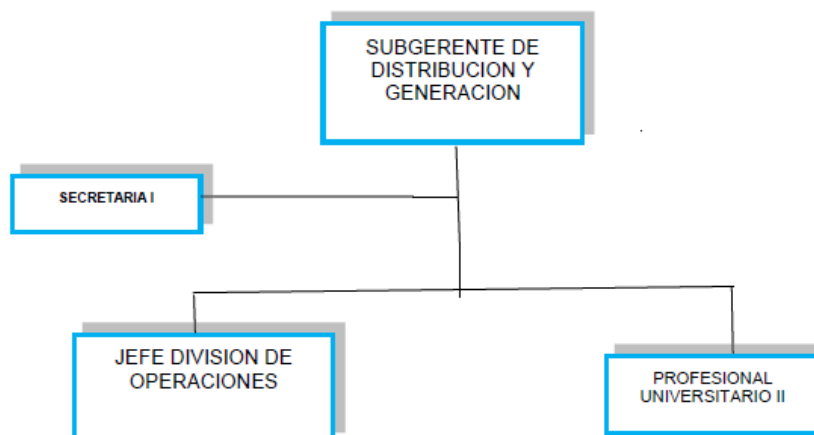
4.4.3 Aspectos técnicos operativos

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.

4.4.3.1 Estructura organizacional de la Dirección de Generación y Distribución de Energía

La estructura organizacional al interior de la Subgerencia de Distribución y Generación se encuentra en cabeza del subgerente de distribución el cual se encarga de liderar la operación y mantenimiento de la infraestructura de transmisión regional y distribución local, además, se encuentra a su cargo las actividades de generación. Ver Figura 6.

Figura 6. Estructura organizacional Subgerencia de distribución.



Fuente: Cedenar.

4.4.3.2 Infraestructura

Se detallan los activos de la empresa relacionados al tema de infraestructura.

4.4.3.2.1 Líneas y redes

Los activos que componen el Sistema de Transmisión Regional (STR) y el Sistema de Distribución Local (SDL) de Cedenar se encuentran localizados principalmente en el departamento de Nariño y en el departamento del Cauca en 2 cabeceras municipales; la empresa en su operación cuenta con cuatro niveles de tensión distribuidos así²:

- 888,2 km de líneas a 115 kV (Nivel IV)
- 120,3 km en circuitos a 34,5 kV (Nivel III)
- 7.454,2 km en circuitos a 13,2 kV (nivel II)
- 10.282,6 km en redes de distribución menores a 1 kV (nivel I)

Su punto de conexión al Sistema Interconectado Nacional se hace a partir de una línea de transmisión a 220 kV operada por Intercolombia en la subestación Jamondino, adicionalmente, posee dos líneas de transmisión de conexión a 115 kV, la primera conecta la subestación Popayán (CEO) con la subestación Río Mayo y la segunda conecta la subestación Zaque (CEO) con la Subestación San Martín.

Así mismo, mediante el contrato especial 680 de 2017 el Ministerio de Minas y Energía (MME) transfirió a Cedenar el uso y goce de los activos que componen la infraestructura de la línea de interconexión a 115 kV desde Popayán a Guapi – Costa Pacífica – Cauca – Nariño y subestaciones asociadas.

4.4.3.2.2 Subestaciones

El sistema eléctrico de Cedenar tiene 52 subestaciones distribuidas en diferentes puntos estratégicos en el departamento de Nariño y en la línea de interconexión Cauca – Nariño, con

² Información soporte plan de inversión de CEDENAR

una capacidad instalada de 674,55 MVA, distribuidas por nivel de tensión así³:

- 10 subestaciones a 115 kV (Nivel IV) - 387,25 MVA
- 42 subestaciones a 34,5 kV (Nivel III) - 287,3 MVA

4.4.3.2.3 Transformadores de distribución

Cedenaar tiene la administración, operación y mantenimiento de 16 756 transformadores de distribución distribuidos en su mercado de comercialización, en la Tabla 15 se presenta el detalle por capacidad y propiedad de los transformadores que opera.

Tabla 15. Detalle Transformadores de distribución Cedenaar.

Capacidad Nominal (kVA)	Propiedad OR	Propiedad Terceros	Total (kVA)	Total Transformadores
5	141	383	2.620	524
10	385	225	6.100	610
15	4.069	339	66.120	4.408
25	2.599	138	68.425	2.737
30	1.157	381	46.140	1.538
38	1.217	78	48.563	1.295
45	1.326	362	75.960	1.688
50	353	17	18.500	370
75	2.003	607	195.750	2.610
100	37	0	3.700	37
113	430	108	60.525	538
150	165	41	30.900	206
160	1	1	320	2
220	0	1	220	1
225	73	34	24.075	107
300	9	18	8.100	27
315	1	0	315	1
350	0	1	350	1
400	7	11	7.200	18
500	5	17	11.000	22
630	5	3	5.040	8

³ Información soporte plan de inversión de CEDENAR

Capacidad Nominal (kVA)	Propiedad OR	Propiedad Terceros	Total (kVA)	Total Transformadores
800	1	5	4.800	6
1.000	0	1	1.000	1
3.000	0	1	3.000	1
Total general	13.984	2.772	688.723	16.756

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

4.4.3.2.4 Centro de control

Cedenar cuenta con un Centro Local de Control (CLC), donde 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, se encuentra ubicado en la subestación Pasto, en cumplimiento de la regulación vigente. Ver Figura 7.

Figura 7. Centro Local de Control – Cedenar.



Fuente: Visita Evaluación Integral.

4.4.3.2.5 Generación

Cedenar cuenta con un parque de generación de pequeñas centrales hidroeléctricas ubicadas en diferentes fuentes hídricas en el departamento de Nariño, de las cuales se abastece para la generación propia. La **Tabla 16** describe aspectos importantes de la generación de Cedenar, así:

Tabla 16. Parque de generación propia Cedenar.

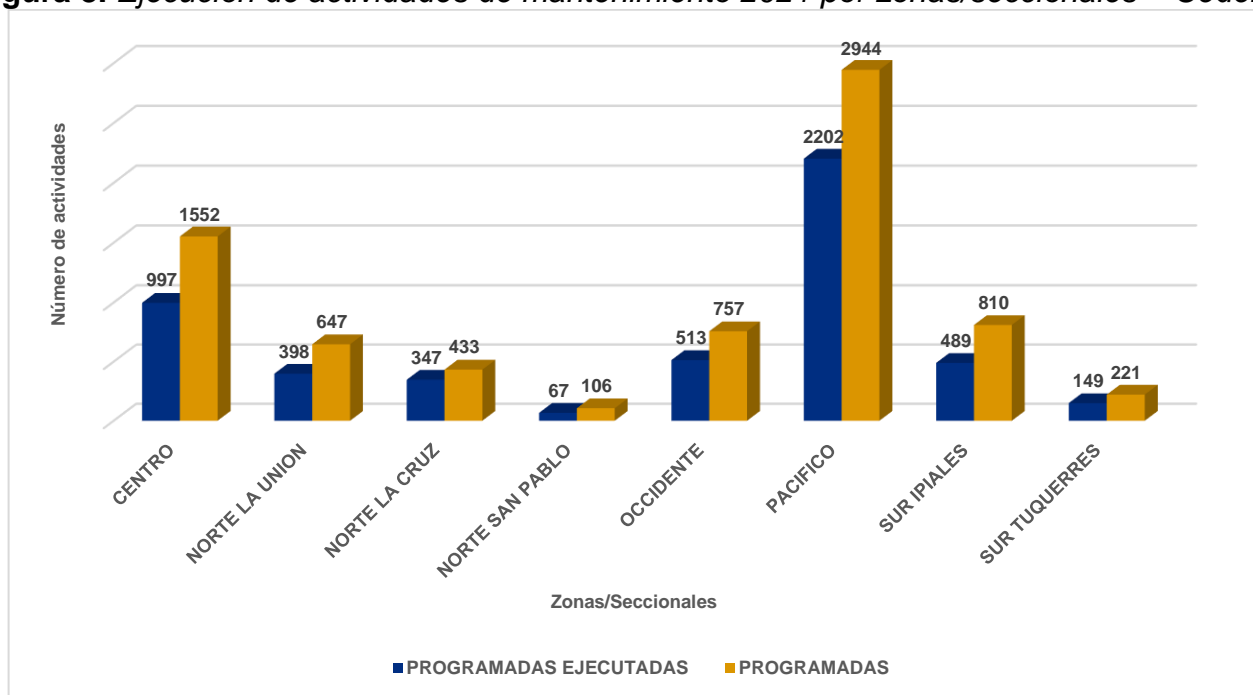
DESCRIPCIÓN	CAPACIDAD (MW)
Central Hidroeléctrica Río Mayo	20
Central Hidroeléctrica Río Bobo	3
Pequeña Central Hidroeléctrica Río Sapuyes	1,50
Pequeña Central Hidroeléctrica Julio Bravo	En repotenciación
TOTAL (MW)	24,50

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

4.4.3.2.6 Mantenimiento

Según lo informado por la empresa, reportaron un 69% de ejecución de las actividades de mantenimiento programado durante el 2021, de 7470 actividades programadas en el plan de mantenimiento se ejecutaron 5162, con un cumplimiento cercano a su meta propia del 70%. Ver Figura 8.

Figura 8. Ejecución de actividades de mantenimiento 2021 por zonas/seccionales – Cedenar.



Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

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

Según lo informado por la empresa Cedenar, el prestador cuenta con las pólizas vigentes para

para asegurar la infraestructura y activos para la prestación del servicio público de energía eléctrica, en general las coberturas son las siguientes:

- Amparar la infraestructura y activos en general, por incendio, rayo, explosión, eventos de la naturaleza, sustracción, rotura de maquinaria y lucro cesante.
- Amparar la infraestructura y activos en general, por actos terroristas, sabotaje, huelgas, motín.
- Cubrir las pérdidas en el transporte de los activos, inventarios, equipos, entre otros.
- Amparar los perjuicios patrimoniales y extrapatrimoniales que se pueda ocasionar a un tercero ya sea por culpa o por negligencia, en el ejercicio de la operación de Cedemar.
- Cubrir los daños a la maquinaria móvil, como grúas, elevadores, plumas, que se usan en la operación de Cedemar, por eventos de daños accidentales, súbitos e imprevistos, volcamientos, explosión.

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

Antes de presentar resultados en términos de calidad del servicio para Cedemar, es importante precisar algunos conceptos sobre la actualidad regulatoria al respecto. La 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 SAIFI⁴) e indicadores de calidad individual (DIU y FIU⁵), que representan el tiempo de indisponibilidad y la cantidad de interrupciones del servicio que se generan en todo el mercado

⁴ 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.

⁵ 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.

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 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 Superservicios, 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 140 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 de Nariño SA ESP» estableció los indicadores de referencia y las metas de calidad del servicio media e individual con las cuales se evalúa la calidad de servicio para el mercado de comercialización de Cedenar. En las Tabla 17, Tabla 18 y Tabla 19, se presentan los valores calculados por la comisión para Cedenar, respecto a las metas de calidad media del servicio.

Tabla 17. Indicadores de referencia de calidad media – Cedenar.

Variable	Unidad	Valor
SAIDI_Rj	Horas	90,551
SAIFI_Rj	Veces	40,272

Fuente: CREG 140 de 2019 – elaboración DTGE.

Tabla 18. Metas anuales de calidad media para el indicador de duración, horas – Cedenar.

Año	Año del periodo tarifario	SAIDI_M _{j,t}	Límite inferior banda indiferencia	Límite superior banda indiferencia
2019	t=1	83,307	82,890	83,723
2020	t=2	76,642	76,259	77,025
2021	t=3	70,511	70,158	70,863
2022	t=4	64,870	64,546	65,194
2023	t=5	59,680	59,382	59,979

Fuente: CREG 140 de 2019 – elaboración DTGE.

Tabla 19. 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	37,050	36,865	37,235
2020	t=2	34,086	33,916	34,256
2021	t=3	31,359	31,202	31,516
2022	t=4	28,850	28,706	28,995
2023	t=5	26,542	26,410	26,675

Fuente: CREG 140 de 2019– elaboración DTGE.

Así mismo, la comisión, mediante la Resolución CREG 140 de 2019, estableció los indicadores de calidad individual de duración y frecuencia de eventos por grupo de calidad 6 (DIUG - FIUG) para los usuarios del mercado de comercialización de Cedenar. En las **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** y **Tabla 21**, se presentan los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual de duración de eventos y en las **Tabla 22** y **Tabla 23**, 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 CEDENAR no deberán superar dichos indicadores en una ventana móvil de un año o podrán ser sujetos de compensación por calidad individual.

Tabla 20. DIUG niveles de tensión 2 y 3, horas – Cedenar.

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	16,22	47,70	77,19
Riesgo 2	0	0	0
Riesgo 3	0	0	0

Fuente: CREG 140 de 2019– elaboración DTGE.

Tabla 21. DIUG nivel de tensión 1, horas – Cedenar.

Riesgo	Ruralidad 1 (horas)	Ruralidad 2 (horas)	Ruralidad 3 (horas)
Riesgo 1	63,19	115,59	157,25
Riesgo 2	0	164,04	164,20
Riesgo 3	0	0	0

⁶ 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.

Fuente: CREG 140 de 2019– elaboración DTGE.

Tabla 22. FIUG niveles de tensión 2 y 3, veces – Cedenar.

Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 1	15	16	53
Riesgo 2	0	0	0
Riesgo 3	0	0	0

Fuente: CREG 140 de 2019– elaboración DTGE.

Tabla 23. FIUG nivel de tensión 1, veces – Cedenar.

Riesgo	Ruralidad 1 (veces)	Ruralidad 2 (veces)	Ruralidad 3 (veces)
Riesgo 1	32	60	63
Riesgo 2	0	69	70
Riesgo 3	0	0	0

Fuente: CREG 140 de 2019 – elaboración DTGE.

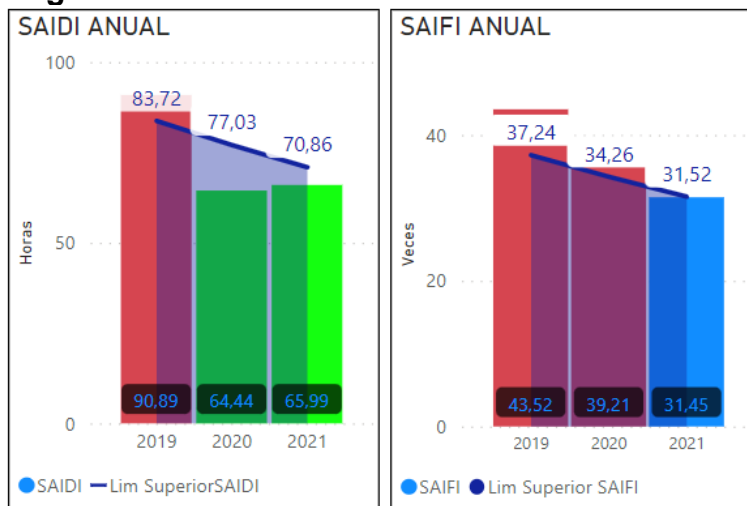
4.4.3.3.1 Calidad Media del servicio de energía eléctrica – Cedenar

Con base en lo anterior, la evolución de la calidad media del servicio de energía eléctrica para el mercado de comercialización de Cedenar, desde el año 2019 al 2021, se comportó de la siguiente manera:

- Para el año 2019 Cedenar **no cumplió** con las metas para los indicadores SAIDI y SAIFI.
- Para el año 2020 Cedenar **cumplió** con la meta del indicador SAIDI, sin embargo, **no cumplió** la meta del indicador SAIFI.
- Para el año 2021 Cedenar **cumplió** con la meta de ambos indicadores SAIDI y SAIFI, respecto al indicador SAIFI para este periodo se encuentra en la banda de indiferencia establecida por la CREG en la Resolución CREG 140 de 2019.

En la Figura 9 se presenta de manera gráfica la evolución de los indicadores de calidad media del mercado de comercialización de Cedenar, donde se evidencia una mejora continua en la calidad del servicio.

Figura 9. Evolución Indicadores de Calidad Media⁷.



Fuente: SUI– elaboración DTGE.

4.4.3.3.2 Calidad Individual del servicio de energía eléctrica - Cedenar

En el marco de la evaluación integral se solicitó al prestador la información de compensación individual a usuarios para los años 2020 y 2021 por sobrepasar los valores mínimos garantizados de los indicadores de calidad individual establecidos en la Resolución particular CREG 140 de 2019, referenciados en las **referencia., Tabla 21, Tabla 22 y Tabla 23**, donde, según lo informado por CEDENAR en los años 2020 y 2021, se compensaron 1 140 746 715 COP, de los cuales corresponden 772 644 895 COP en el año 2020 y 368 101 820 COP en el año 2021, teniendo una reducción del 52% entre el año 2020 y 2021. Ver Tabla 24.

Tabla 24. Compensación Calidad individual por DIU y FIU 2020 – Cedenar.

AÑO	MES	USUARIOS FACTURADOS	USUARIOS COMPENSADOS	PORCENTAJE USUARIOS COMPENSADOS (%)	COMPENSADO POR DIU (COP)	COMPENSADO POR FIU (COP)	COMPENSADO TOTAL (COP)
2020	1	447.829	57.988	12,95	45.882.359	67.822.617	113.704.976
2020	2	449.485	53.133	11,82	61.786.718	110.683.669	172.470.387
2020	3	451.519	26.266	5,82	15.540.069	69.856.780	85.396.849
2020	4	461.305	15.265	3,31	15.018.380	34.483.774	49.502.154
2020	5	372.542	17.289	4,64	16.928.721	41.118.255	58.046.976

⁷ Rojo (sobrepasó el límite superior) – Incumplió; Azul (en la banda de indiferencia) – Cumple; Verde (por debajo del límite inferior) – Cumple

AÑO	MES	USUARIOS FACTURADOS	USUARIOS COMPENSADOS	PORCENTAJE USUARIOS COMPENSADOS (%)	COMPENSADO POR DIU (COP)	COMPENSADO POR FIU (COP)	COMPENSADO TOTAL (COP)
2020	6	563.804	23.414	4,15	17.562.192	66.761.076	84.323.268
2020	7	467.198	3.149	0,67	2.678.775	6.249.744	8.928.519
2020	8	468.252	15.760	3,37	5.550.589	42.618.429	48.169.018
2020	9	469.395	13.964	2,97	8.246.227	21.789.436	30.035.663
2020	10	470.719	10.996	2,34	9.816.832	25.002.381	34.819.213
2020	11	476.890	13.870	2,91	13.656.289	26.862.703	40.518.992
2020	12	476.960	15.541	3,26	12.996.837	33.732.043	46.728.880
					225.663.988	546.980.907	772.644.895

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

Tabla 25. Compensación Calidad individual por DIU y FIU 2020 – Cedenar.

AÑO	MES	USUARIOS FACTURADOS	USUARIOS COMPENSADOS	PORCENTAJE USUARIOS COMPENSADOS (%)	COMPENSADO POR DIU (COP)	COMPENSADO POR FIU (COP)	COMPENSADO TOTAL (COP)
2021	1	476.924	16.623	3,49	8.843.527	45.486.334	54.329.861
2021	2	476.743	16.481	3,46	8.514.844	44.044.747	52.559.591
2021	3	481.441	16.987	3,53	13.666.283	37.969.267	51.635.550
2021	4	482.919	4.913	1,02	3.020.432	6.674.365	9.694.797
2021	5	495.211	5.823	1,18	2.028.103	1.950.160	3.978.263
2021	6	496.373	6.355	1,28	7.035.361	2.742.245	9.777.606
2021	7	497.160	9.106	1,83	11.072.200	8.984.914	20.057.114
2021	8	498.571	10.951	2,20	12.513.126	17.166.928	29.680.054
2021	9	493.848	13.090	2,65	16.313.775	24.356.195	40.669.970
2021	10	500.888	12.643	2,52	15.918.929	19.833.434	35.752.363
2021	11	502.297	11.768	2,34	18.879.386	11.431.471	30.310.857
2021	12	503.512	11.332	2,25	19.670.150	9.985.644	29.655.794
					137.476.116	230.625.704	368.101.820

Fuente: Cedenar– elaboración DTGE.

Sin embargo, en revisión de la información cargada al SUI en el «FORMATO TC2. Facturación a Usuarios» en el campo 34 VC (\$)⁸, se evidencia que la información suministrada por la subgerencia comercial de Cedenar no coincide con la información reportada al SUI en cantidad de usuarios y valores compensados.

Tabla 26. Compensación Calidad individual por DIU y FIU 2020, SUI vs Cedenar.

⁸ 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 CEDENAR	COMPENSADO TOTAL CEDENAR (COP)
2020	1	0	0	57.988	113.704.976
2020	2	0	0	53.133	172.470.387
2020	3	0	0	26.266	85.396.849
2020	4	0	0	15.265	49.502.154
2020	5	0	0	17.289	58.046.976
2020	6	0	0	23.414	84.323.268
2020	7	0	0	3.149	8.928.519
2020	8	0	0	15.760	48.169.018
2020	9	0	0	13.964	30.035.663
2020	10	0	0	10.996	34.819.213
2020	11	13.431	29.016.217	13.870	40.518.992
2020	12	11.081	35.098.250	15.541	46.728.880
			64.114.467		772.644.895

Fuente: SUI y Cedenar– elaboración DTGE.

En la Tabla 26, se evidencia que en el SUI no se encontró información de compensación en el periodo enero – octubre de 2020, y en los meses de noviembre y diciembre de 2020, el prestador informa que compensó 4899 usuarios de más comparado con lo reportado en el SUI.

Tabla 27. Compensación Calidad individual por DIU y FIU 2020, SUI vs Cedenar.

AÑO	MES	USUARIOS COMPENSADOS SUI	COMPENSADO TOTAL SUI (COP)	USUARIOS COMPENSADOS CEDENAR	COMPENSADO TOTAL CEDENAR (COP)
2020	1	0	0	57.988	113.704.976
2020	2	0	0	53.133	172.470.387
2020	3	0	0	26.266	85.396.849
2020	4	0	0	15.265	49.502.154
2020	5	0	0	17.289	58.046.976
2020	6	0	0	23.414	84.323.268
2020	7	0	0	3.149	8.928.519
2020	8	0	0	15.760	48.169.018
2020	9	0	0	13.964	30.035.663
2020	10	0	0	10.996	34.819.213
2020	11	13.431	29.016.217	13.870	40.518.992
2020	12	11.081	35.098.250	15.541	46.728.880
			64.114.467		772.644.895

Fuente: SUI y Cedenar– elaboración DTGE.

Así mismo, para el año 2021 se evidencian diferencias en usuarios y valores compensados por calidad individual entre lo reportado en el SUI y lo informado por la subgerencia comercial de CEDENAR, para el 2021 la subgerencia comercial reportó que compensó 3537 usuarios menos que lo reportado en el SUI, estas compensaciones equivalen a 14 598 968 COP el detalle de las diferencias se puede apreciar en la Tabla 28.

Tabla 28. Compensación Calidad individual por DIU y FIU 2021, SUI vs Cedenar.

AÑO	MES	USUARIOS COMPENSADOS SUI	COMPENSADO TOTAL SUI (COP)	USUARIOS COMPENSADOS CEDENAR	COMPENSADO TOTAL CEDENAR (COP)
2021	1	13.035	39.144.080	16.623	54.329.861
2021	2	15.291	47.255.621	16.481	52.559.591
2021	3	16.277	53.918.630	16.987	51.635.550
2021	4	16.737	52.081.045	4.913	9.694.797
2021	5	16.585	50.669.419	5.823	3.978.263
2021	6	4.722	9.178.538	6.355	9.777.606
2021	7	5.804	4.364.401	9.106	20.057.114
2021	8	6.155	9.502.158	10.951	29.680.054
2021	9	8.992	19.673.034	13.090	40.669.970
2021	10	10.813	29.145.737	12.643	35.752.363
2021	11	12.742	32.636.171	11.768	30.310.857
2021	12	12.456	35.131.954	11.332	29.655.794
			382.700.788		368.101.820

Fuente: SUI y Cedenar– elaboración DTGE.

4.4.3.3.3 DIU y FIU > 360 [horas, veces]

En la Tabla 29, se presenta la cantidad de incumplimientos⁹ al DIU mayor a 360 horas durante los años 2019 al 2021. Así mismo, se presenta la cantidad de usuarios afectados, donde, para el año 2021 se presentaron 67 219 incumplimientos con una disminución del 51,46% respecto al año 2020.

Respecto al número de usuarios afectados para el año 2021 se tuvieron 12 396 usuarios, con una disminución del 47,94% respecto al 2020, los usuarios afectados equivalen a un 0,02% del total de usuarios del mercado de Cedenar para diciembre del 2021.

Cedenar viene con una disminución continua desde el año 2019, tanto en incumplimientos DIU>360 horas y usuarios afectados.

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*

⁹ 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.

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 29. Incumplimientos DIU>360 horas - usuarios afectados 2019-2021 – Cedenar.

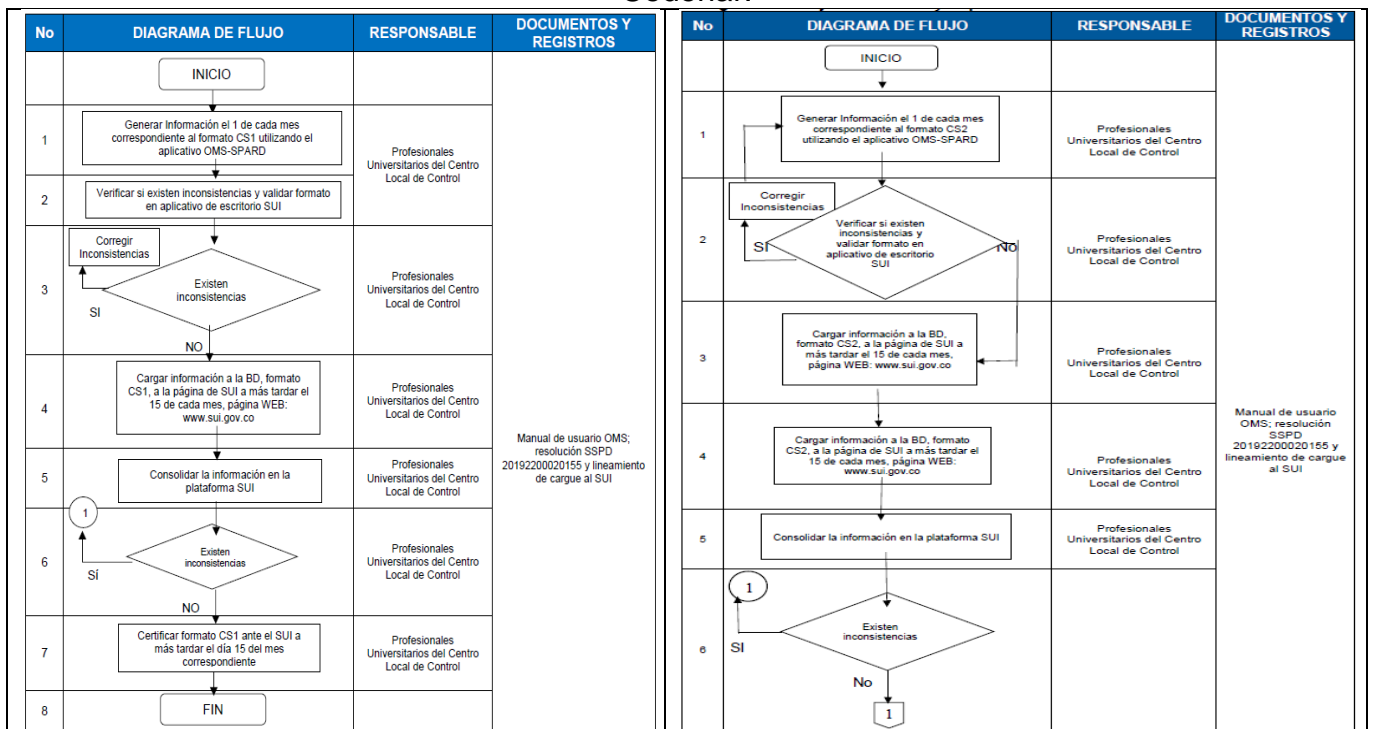
Año	Incumplimientos (DIU>360)	Usuarios Afectados
2019	125.699	19.061
2020	138.493	23.812
2021	67.219	12.396

Fuente: SUI– elaboración DTGE.

4.4.3.3.4 Procedimiento para el cálculo de los indicadores de calidad del servicio

En el marco de la solicitud de información de la evaluación integral, Cedenar, remitió los procedimientos de generación y reporte del *Formulario CS1*, *SAIDI* y *SAIFI* y el *Formato CS2*, *DIU* y *FIU*, con los cuales se realiza el cálculo y reporte de los indicadores de calidad media e individual al SUI. Ver Figura 10 los diagramas de flujos de los procedimientos.

Figura 10. Diagrama de Flujo Generación y Reporte Formulario CS1 y Formato CS2 al SUI – Cedenar.



Fuente: Cedenar.

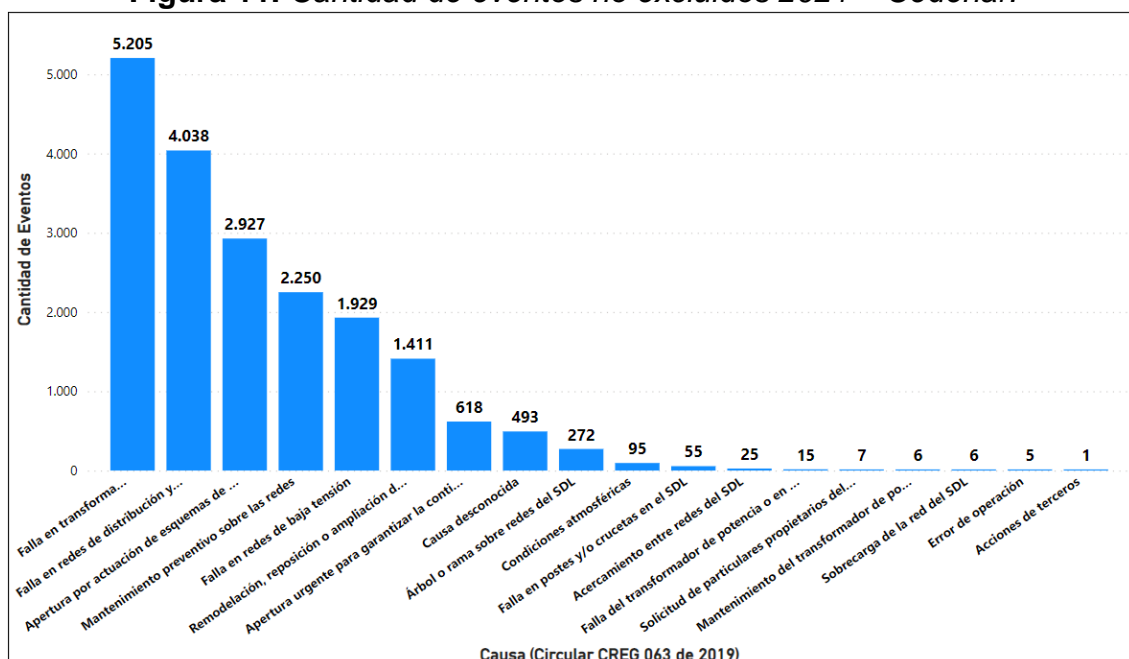
En revisión de los procedimientos presentados por Cedenar resaltamos que no se encuentra una etapa en los procedimientos de cálculo de indicadores de calidad media e individual, donde se realice la asignación de causas a los eventos (Circular CREG 063 de 2019) y la gestión de los soportes de los eventos excluidos, según lo dispuesto en el numeral 5.2.2 EXCLUSIÓN DE EVENTOS de la Resolución CREG 015 de 2018.

4.4.3.3.5 Interrupciones en el SDL de Cedenar

Cedenar 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 la SSPD con el fin de presentar el siguiente análisis:

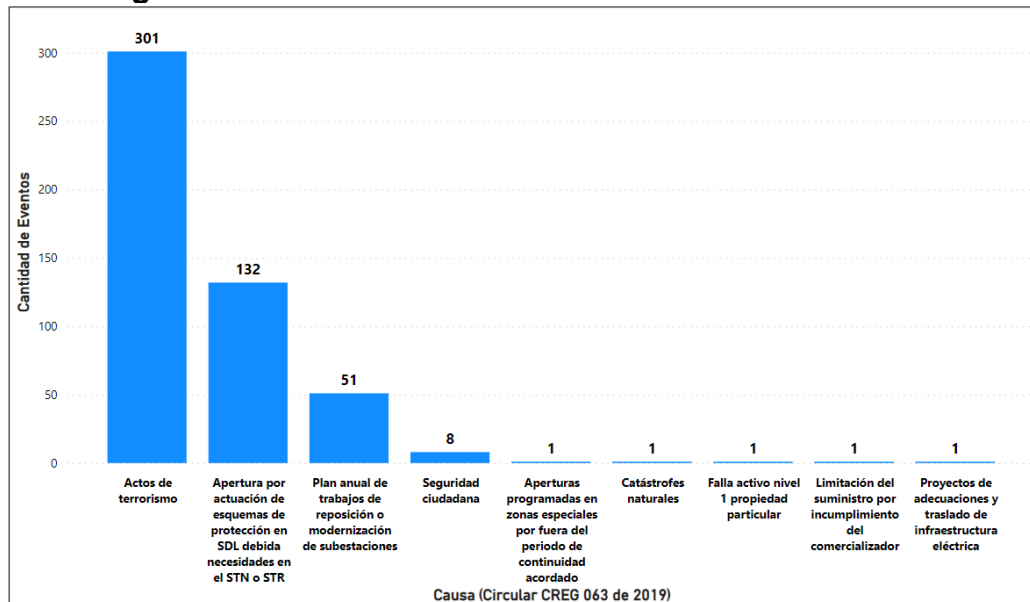
- Cedenar para el año 2021 reportó al INDICA 19 855 interrupciones al servicio de energía, de las cuales 19 358 se presentaron por causas no excluidas (ver Figura 11) y 497 por causas excluidas (ver Figura 12).

Figura 11. Cantidad de eventos no excluidos 2021 – Cedenar.



Fuente: INDICA – LAC.

Figura 12. Cantidad de eventos excluidos 2021 – Cedenar.





Fuente: INDICA – LAC.

De lo anterior, con el fin de evaluar si Cedenar está cumpliendo con la correcta exclusión de eventos, se solicitó al prestador presentar los soportes de exclusiones de 91 interrupciones que fueron excluidas durante el año 2021, para evaluar cada uno de los soportes según lo dispuesto en el numeral 5.2.2 EXCLUSIÓN DE EVENTOS de la Resolución CREG 015 de 2018, el detalle y la evaluación de los soportes presentados de los eventos solicitados se puede ver en la Tabla 30.

Tabla 30. Muestra de Interrupciones Excluidas 2021 – Cedenar.

Causa	Cantidad Interrupciones	Cumple	Observación SSPD
Actos de terrorismo	65	NO	Los soportes suministrados por CEDENAR, No cumple con lo dispuesto en el literal b. del Numeral 5,2,2 - CREG 015 de 2018
Apertura por actuación de esquemas de protección en SDL debida necesidades en el STN o STR	12	SI	Los soportes suministrados por CEDENAR, Cumple con lo dispuesto en el literal c. del Numeral 5,2,2 - CREG 015 de 2018
Catástrofes naturales	1	NO	Los soportes suministrados por CEDENAR, No cumple con lo dispuesto en el literal g. del Numeral 5,2,2 - CREG 015 de 2018
Plan anual de trabajos de reposición o modernización de subestaciones	9	NO	Los soportes suministrados por CEDENAR, No cumple con lo dispuesto en el literal i. del Numeral 5,2,2 - CREG 015 de 2018
Proyectos de adecuaciones y traslado de infraestructura eléctrica	1	NO	Los soportes suministrados por CEDENAR, No cumple con lo dispuesto en el literal m. del Numeral 5,2,2 - CREG 015 de 2018

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

Causa	Cantidad Interrupciones	Cumple	Observación SSPD
Seguridad ciudadana	1	SI	Los soportes suministrados por CEDENAR, Cumple con lo dispuesto en el literal d. del numeral 5,2,2 - CREG 015 de 2018
Seguridad ciudadana	2	NO	Los soportes suministrados por CEDENAR, No cumple con lo dispuesto en el literal d. del numeral 5,2,2 - CREG 015 de 2018
Total	91		

Fuente: INDICA – LAC – elaboración DTGE.

De lo anterior, se puede concluir que los eventos excluidos de las causales actos de terrorismo, catástrofes naturales, plan anual de trabajos de reposición, o modernización de subestaciones (TRMS), proyectos de adecuaciones y traslado de infraestructura eléctrica y dos eventos de la muestra de seguridad ciudadana, no cuentan con los soportes exigidos por la Resolución CREG 015 de 2018 en el numeral 5.2.2, por lo tanto, no debieron ser excluidos por Cedenar de los cálculos de indicadores de calidad media e individual.

4.4.3.4 Calidad del Servicio en el Sistema de Transmisión Regional (STR)

La calidad del servicio en los Sistemas de Transmisión Regional (STR) hace referencia a la duración de las indisponibilidades que superen las máximas horas anuales de indisponibilidad ajustadas – MHAIA de grupos de activos o subsistemas¹⁰ asociados al nivel de tensión 4, es decir activos en niveles de tensión mayor o igual a 57,5 kV y menor a 220 kV. Estos están a cargo de los Operadores de Red (OR) y de los Transmisores Regionales (TR) que operan los activos del STR.

En revisión de las horas a compensar para el año 2021, de un total de 18 grupos de activos o subsistemas que agrupan 30 activos individualmente operados por Cedenar (ver Tabla 31), XM reporta que dichos subsistemas NO superaron Máximas Horas Anuales de Indisponibilidad

¹⁰ Es el conjunto Activos de Conexión y/o Activos de Uso conectados físicamente entre sí, con disponibilidades interdependientes; esto es, que la indisponibilidad de uno de ellos implica la indisponibilidad de los Activos restantes que conforman el Subsistema Eléctrico. En otras palabras, la indisponibilidad de cualquiera de los Activos que conforman el Subsistema Eléctrico origina la misma magnitud y el mismo Evento de Racionamiento. (Fuente: R. CREG-062-2000; Art. 1).

Ajustadas (MHAIA), por lo tanto, no tuvo que compensar por calidad del servicio en el STR durante el 2021.

Tabla 31. Grupos de activos y activos Nivel de tensión 4 – Cedenar.

SUBSISTEMA	ACTIVO
Sbs BUCHELY - JUNÍN (NARIÑO) 1 115 kV	BL1 BUCHELY A JUNÍN (NARIÑO) 115 kV
Sbs BUCHELY - JUNÍN (NARIÑO) 1 115 kV	BL1 JUNÍN (NARIÑO) A BUCHELY 115 kV
Sbs BUCHELY - JUNÍN (NARIÑO) 1 115 kV	BUCHELY - JUNÍN (NARIÑO) 1 115 kV
Sbs CATAMBUCO - JAMONDINO 1 115 kV	BL1 CATAMBUCO A JAMONDINO 115 kV
Sbs CATAMBUCO - JAMONDINO 1 115 kV	BL1 JAMONDINO A CATAMBUCO 115 kV
Sbs CATAMBUCO - JAMONDINO 1 115 kV	CATAMBUCO - JAMONDINO 1 115 kV
Sbs CATAMBUCO - PASTO 1 115 kV	BL1 CATAMBUCO A PASTO 115 kV
Sbs CATAMBUCO - PASTO 1 115 kV	BL1 PASTO A CATAMBUCO 115 kV
Sbs CATAMBUCO - PASTO 1 115 kV	CATAMBUCO - PASTO 1 115 kV
Sbs CATAMBUCO - SAN MARTÍN 1 115 kV	BL1 CATAMBUCO A SAN MARTÍN 115 kV
Sbs CATAMBUCO 115 kV	BAHÍA TRANSFERENCIA 1 CATAMBUCO 115 kV
Sbs CATAMBUCO 115 kV	BARRA CATAMBUCO 115 kV
Sbs JAMONDINO - PANAMERICANA 1 115 kV	BL1 JAMONDINO A PANAMERICANA 115 kV
Sbs JAMONDINO - PANAMERICANA 1 115 kV	BL1 PANAMERICANA A JAMONDINO 115 kV
Sbs JAMONDINO - PANAMERICANA 1 115 kV	PANAMERICANA - JAMONDINO 1 115 kV
Sbs JAMONDINO - PASTO 1 115 kV	BL1 JAMONDINO A PASTO 115 kV
Sbs JAMONDINO - PASTO 1 115 kV	BL1 PASTO A JAMONDINO 115 kV
Sbs JAMONDINO - PASTO 1 115 kV	JAMONDINO - PASTO 1 115 kV
Sbs JAMONDINO 1 150 MVA 230/115/13.8 kV	BT JAMONDINO 1 150 MVA 115 kV
Sbs JAMONDINO 115 kV	BAHÍA TRANSFERENCIA 1 JAMONDINO 115 kV
Sbs JAMONDINO 115 kV	BARRA JAMONDINO 115 kV
Sbs JARDINERA - JAMONDINO 1 115 kV	BL1 JAMONDINO A JARDINERA 115 kV
Sbs JUNÍN - JARDINERA 1 115 kV	BL1 JUNÍN (NARIÑO) A JARDINERA 115 kV
Sbs JUNÍN (NARIÑO) 115 kV	BARRA JUNÍN (NARIÑO) 115 kV
Sbs PANAMERICANA 115 kV	BARRA PANAMERICANA 115 kV
Sbs PASTO - SAN MARTÍN 1 115 kV	BL1 PASTO A SAN MARTÍN 115 kV
Sbs PASTO 115 kV	BARRA PASTO 115 kV
Sbs PRINCIPAL (POPAYÁN) - RÍO MAYO 1 115 kV	BL1 RÍO MAYO A PRINCIPAL (POPAYÁN) 115 kV
Sbs RÍO MAYO - SAN MARTÍN 1 115 kV	BL1 RÍO MAYO A SAN MARTÍN 115 kV
Sbs RÍO MAYO 115 kV	BARRARIO MAYO 115 kV

Fuente: XM – elaboración DTGE.

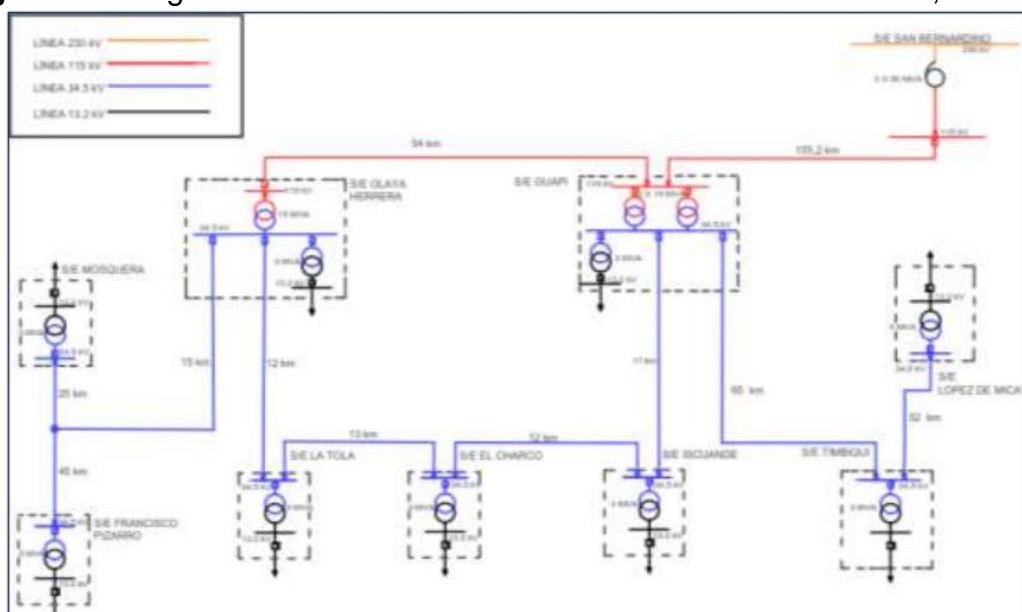
4.4.3.5 Línea de interconexión Cauca – Nariño

Como se mencionó anteriormente, Cedenar suscribió el contrato especial 680 de 2017 con el Ministerio de Minas y Energía, que tiene como objetivo el uso y goce por parte de Cedenar de los activos que componen la infraestructura de la línea de interconexión a 115 kV desde Popayán a Guapi – Costa Pacífica – Cauca – Nariño y subestaciones asociadas, con la cual se alimenta las cabeceras municipales de los municipios de Guapi, Timbiquí y López de Micay en el departamento de Cauca y Francisco Pizarro, Mosquera, Olaya Herrera, La Tola, El Charco y Santa Bárbara en el departamento de Nariño, la cual fue puesta en operación en mayo de 2018.

Actualmente, Cedenar es el operador de red – comercializador de energía eléctrica en ocho de las nueve cabeceras municipales antes mencionadas, en Timbiquí – Cauca la empresa prestadora del servicio público de energía eléctrica es EMSEROCIDENTE SAS ESP.

En la Figura 13 se observa el diagrama unifilar del Sistema de Interconexión Cauca – Nariño, en la cual se muestra la línea y subestaciones asociadas. Los niveles de tensión 4, 3 y 2 se representan por los colores rojo, azul y negro respectivamente.

Figura 13. Diagrama Unifilar Línea de Interconexión Cauca – Nariño, Cedenar.



Fuente: Cedenar.

Así mismo, en la Figura 14 se presenta la ubicación geográfica de la infraestructura, la cual proporciona el servicio de energía a las comunidades del pacifico sur en dos departamentos. Se observa que para su construcción fue necesario intervenir territorios tanto de la zona andina, como del piedemonte costero y costa, con alta vegetación como se puede observar en la Figura 15.

Figura 14. Localización Geográfica Línea de Interconexión Cauca - Nariño – Cedenar.



Fuente: Cedenar.

Figura 15. Registro fotográfico Línea de Interconexión Cauca - Nariño – Cedenar.



Fuente: wsp.com.

4.4.3.5.1 Mantenimiento línea Cauca - Nariño

Para el 2021, Cedenar remitió información de mantenimiento a nivel subestaciones y línea de transmisión, adicionalmente, la reposición de equipos.

En la Tabla 32, Cedenar detalla las actividades más relevantes de mantenimiento que se realizaron durante el año 2021 en las subestaciones que componen la línea de interconexión Cauca – Nariño.

Tabla 32. Resumen Actividades de Mantenimiento Subestaciones Año 2021. Cedenar.

SUBESTACIÓN	ACTIVIDAD
San Bernardino	Mantenimiento preventivo servidores Microscada SYS 600C
Guapi	Mantenimiento correctivo a los interruptores 1L220, 1L180, 1T210, 1T190.
	Mantenimiento correctivo a los interruptores 3A140 y 3A160.
	Limpieza de aisladores
	Limpieza de bases de torres
	Mantenimiento aires acondicionados
Olaya Herrera	Mantenimiento preventivo cambio baterías de todos los reconectores
	Mantenimiento preventivo cambio de tarjeta ISD reconector
	Mantenimiento preventivo a seccionadores
	Mantenimiento correctivo de portafusibles a reconector
	Mantenimiento preventivo reparación de pararrayo
	Mantenimiento preventivo configuración de tarjetas PCD seccionador
Timbiquí	Instalación equipo de alimentación de respaldo para equipo localizador de fallas TDU
	Mantenimiento preventivo instalación de baterías para equipos localizadores de falla
	Mantenimiento locativo
López de Micay	Instalación equipo de alimentación de respaldo para equipo localizador de fallas TDU
	Mantenimiento locativo
El Charco	Mantenimiento correctivo Cambio de pararrayos
	Mantenimiento preventivo a reconectores 3L140 y 3L160
Iscuandé	Mantenimiento preventivo cambio de tarjeta ISD reconector
	Mantenimiento locativo
Francisco Pizarro	Instalación equipo de alimentación de respaldo para equipo localizador de fallas TDU
	Instalación de protección en gabinete de servicios auxiliares para TDU
	Mantenimiento locativo
Mosquera	Mantenimiento locativo
La Tola	Mantenimiento locativo

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

Así mismo, En la Tabla 33, Cedonar detalla las actividades más relevantes de mantenimiento correctivo y preventivo ejecutadas sobre las estructuras y vanos de la línea de interconexión Cauca – Nariño, realizadas en el año 2021.

Tabla 33. Resumen Actividades de Mantenimiento Línea de Transmisión Año 2021. Cedonar.

ESTRUCTURA	CIRCUITO	ACTIVIDADES
E-035 - E-036	Guapi - Timbiquí	Mantenimiento correctivo, reparación de conductor roto
E-006 - E-06A	Belén - Timbiquí	Mantenimiento preventivo sobre estructuras y conductores
E-118 - E-119	El Charco - La Tola	Mantenimiento correctivo, reparación de conductor roto
E-033 - E-034	Guapi - Olaya Herrera	Mantenimiento correctivo, Retiro de vegetación fase C
E-035 - E-036	Timbiquí - López de Micay	Mantenimiento preventivo sobre estructuras y conductores
E-036 - E-037	Timbiquí - López de Micay	Mantenimiento preventivo sobre estructuras y conductores
E-090 - E-091	Belén - Timbiquí	Mantenimiento preventivo sobre de conductores
E-028	Olaya Herrera - Alto Guandipa	Mantenimiento preventivo sobre estructura
E-108 - E-109	Guapi - Olaya Herrera	Mantenimiento correctivo, reparación de conductor roto
E-170 - E-171	San Bernardino - Belén	Mantenimiento correctivo, empalme de fibra óptica
E-187 - E-188	Timbiquí - López de Micay	Mantenimiento preventivo sobre de conductores
E-142 - E-143	Guapi - Olaya Herrera	Mantenimiento correctivo, Retiro de vegetación
E-041 - E-042	Olaya Herrera - Alto Guandipa	Mantenimiento correctivo, Retiro de vegetación
E-111 - E-112	El Charco - La Tola	Mantenimiento correctivo, reparación de conductor roto fase C
E-176 - E-177	Guapi - Olaya Herrera	Mantenimiento correctivo, Retiro de vegetación
E-013 - E-014	Belén - Timbiquí	Mantenimiento preventivo sobre estructuras y conductores
E-153 - E-154	Olaya Herrera - La Tola	Mantenimiento correctivo, Retiro de vegetación
E-018 - E-019	Guapi - Belén	Mantenimiento correctivo, reparación de conductor roto
E-108 - E-109	El Charco - La Tola	Mantenimiento correctivo, reparación de conductor roto fase C
E-034 - E-035	Olaya Herrera - Alto Guandipa	Mantenimiento correctivo, reparación de conductor roto
E-153 - E154	Línea 34.5 kV Olaya Herrera -La Tola	Retiro de árbol
E-052 - E-047	Línea 115 kV Guapi - Olaya Herrera	Recorrido vano a vano
E-048 - E-047	Línea 115 kV Guapi - Olaya Herrera	Retiro de vegetación
E-164 - E165	Línea 34.5 kV Olaya Herrera-La Tola	Retiro de contacto

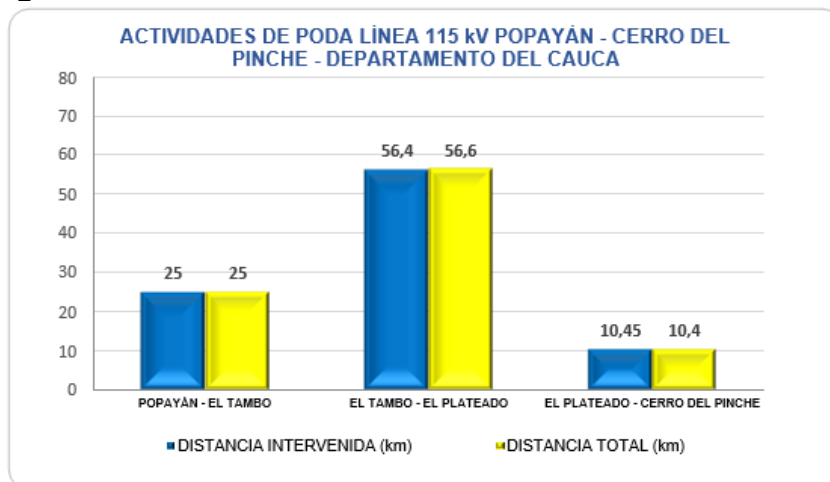
ESTRUCTURA	CIRCUITO	ACTIVIDADES
E-178 - E-179	Línea 115 kV Guapi - Olaya Herrera	Retiro de árbol sobre fase C
E-178 - E-179	Línea 34.5 kV Olaya Herrera -La Tola	Empalme de conductor fase B y Retiro de árbol sobre fase C
E-016	Línea 34.5 kV Olaya Herrera -Francisco Pizarro	Instalación de EPT, Por empalme de conductor fase C, Vano E013-E014 Olaya Herrera-Alto Guandipa
E-013	Línea 34.5 kV Olaya Herrera -Francisco Pizarro	Instalación de EPT, Por empalme de conductor fase C, Vano E013-E014 Olaya Herrera-Alto Guandipa
E-013 - E-014	Línea 34.5 kV Olaya Herrera -Francisco Pizarro	Empalme de conductor fase C, Vano E013-E014 Olaya Herrera-Alto Guandipa
E-164 - E-165	Línea 115 kV Guapi - Olaya Herrera	Retiro de contacto
E-034 - E-035	Línea 115 kV Guapi - Olaya Herrera	Retiro de contacto, fase C
E-074 - E-075	Línea 34.5 kV Olaya Herrera - Francisco Pizarro	Retiro de copa de árbol sobre fases A y C, Tramo: Alto Guandipa-Francisco Pizarro
E-038 - E-039	Línea 115 kV Guapi - Olaya Herrera	Retiro de árbol sobre fase C
E-108 - E-109	Línea 115 kV Guapi - Olaya Herrera	Retiro de árbol sobre fase C
E-067 - E-068	Línea 34.5 kV Iscuandé – El Charco	Empalme de conductor fase C
E-163 - E-164	Línea 115 kV Guapi - Olaya Herrera	Retiro de contacto fase C
E-163 - E-164	Línea 115 kV Guapi - Olaya Herrera	Poda y retiro de acercamientos a segmento de vano sin podar
E-163 - E-164	La Tola-Olaya Herrera	Poda y retiro de acercamientos a segmento de vano sin podar
E-100 - E-101	Línea 34.5 kV Olaya Herrera - Francisco Pizarro	Retiro de árbol sobre fase A y C
E-118	Línea 34.5 kV Olaya Herrera - Francisco Pizarro	Levantamiento de piezas deterioradas
E-153 - E154	Línea 34.5 kV La Tola - Olaya Herrera	Retiro de árbol
E-153 - E154	Línea 115 kV Guapi - Olaya Herrera	Retiro de copa de árbol entre fases
E-118	Línea 34.5 kV Olaya Herrera -Francisco Pizarro	Izada de poste de emergencia No 1
E-118	Línea 34.5 kV Olaya Herrera - Francisco Pizarro	Izada de poste de emergencia No 2
E-118	Línea 34.5 kV Olaya Herrera- Francisco Pizarro	Instalación de línea 34.5 kV en postera de emergencia- (estructura cercana) E-118 Alto Guandipa-Francisco Pizarro
E-118	Línea 34.5 kV Olaya Herrera- Francisco Pizarro	Desarme de estructura E-118 Alto Guandipa-francisco Pizarro
E118	Línea 34.5 kV Olaya Herrera- Francisco Pizarro	Desarme de estructura e118 Alto Guandipa-Francisco Pizarro

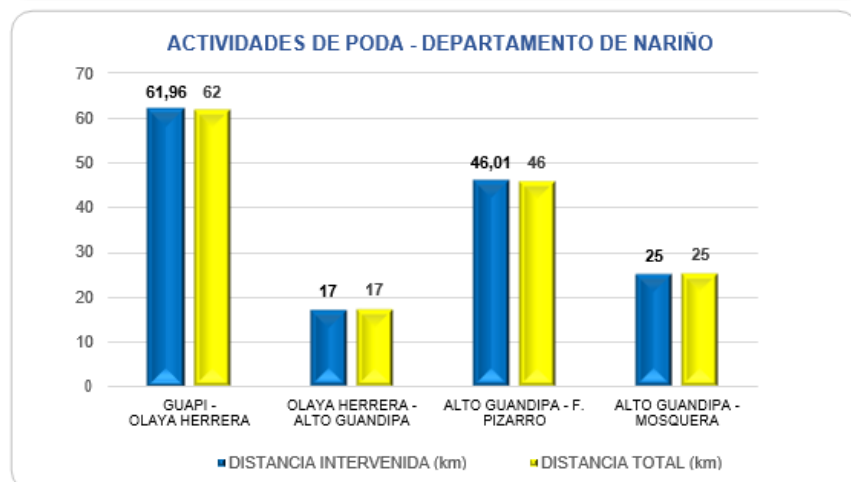
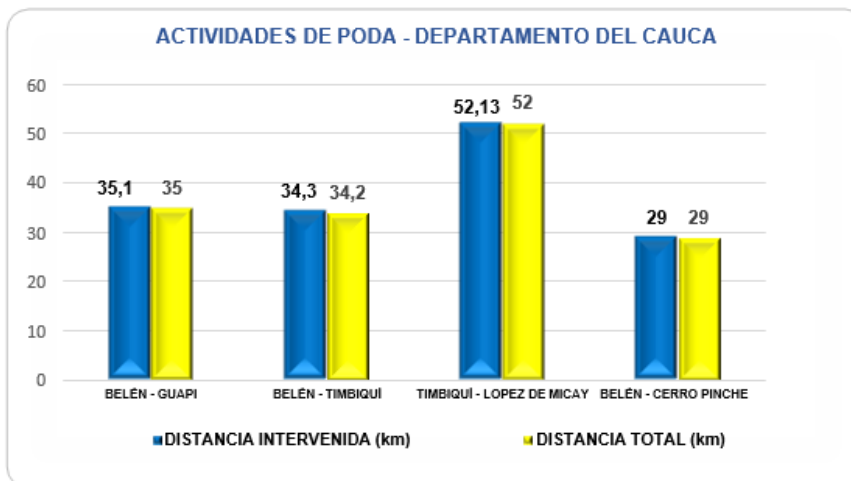
ESTRUCTURA	CIRCUITO	ACTIVIDADES
E-118	Línea 34.5 kV Olaya Herrera- Francisco Pizarro	Montaje E-118 Alto Guandipa-Francisco Pizarro
E-118	Línea 34.5 kV Olaya Herrera- Francisco Pizarro	Instalación de línea 34.5 kV en E-118 Alto Guandipa- Francisco Pizarro
E-064	Línea 34,5 kV Olaya Herrera- Francisco Pizarro	Instalación de postería de emergencia, desmonte de cúpula torre E-064
E-064	Línea 34,5 kV Olaya Herrera- Francisco Pizarro	Desmonte de torre E-064
E-064	Línea 34,5 kV Olaya Herrera- Francisco Pizarro	Montaje de torre E-064
E-066	Línea 34,5 kV Olaya Herrera-Francisco Pizarro	Cambio de piezas E-066
E-060	Belén - Timbiquí	Línea 34.5 kV Guapi Timbiquí en falla sin servicio, montaje de estructura provisional
E-055 - E-056	Belén - Guapi	Empalme de conductor fases A B, vano E-055 E-056 mantenimiento preventivo en tramo 115 kV Belén-Guapi aplica suspensión
E-066 - E-070	Belén - Timbiquí	Mantenimiento preventivo tramo Belén - Timbiquí estructuras E-066 hasta E-070 sin suspensión
E-070 - E-074	Belén - Timbiquí	Mantenimiento preventivo tramo Belén - Timbiquí estructuras E-070 hasta E-074 sin suspensión
E-078 - E-086	Belén - Timbiquí	Mantenimiento preventivo tramo Belén - Timbiquí estructuras E-078 hasta E-086 sin suspensión

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

Para finalizar, Cedenar reportó que realizó actividades de poda, apeo y limpieza del corredor de línea durante el año 2021, donde se evidencia un alto porcentaje de cumplimiento (ver Figura 16).

Figura 16. Avance de Poda Línea Cauca - Nariño – Cedenar.





Fuente: Cedenar.

Sin embargo, en el marco de la recopilación de información de la evaluación integral, se evidencio que Cedenar no realizó el reporte de los eventos asociados a la línea de interconexión Cauca – Nariño en incumplimiento a lo dispuesto en el numeral 5.2.14.2 «ZNI que se conecta a la red de un OR del sin» de la Resolución CREG 015 de 2018, es importante mencionar que estas interrupciones del servicio están excluidas de los cálculos de indicadores de calidad media e individual durante los primeros cinco años posteriores a su puesta en operación, pero es regulatorio el reporte de las interrupciones al LAC.

«5.2.14.2 ZNI QUE SE CONECTA A LA RED DE UN OR DEL SIN.

Cuando la red de una empresa distribuidora que venía prestando el servicio en una ZNI es interconectada a la red de un OR existente del SIN, su información de eventos deberá ser reportada

al LAC y al SUI pero no será considerada para el cálculo de los indicadores de calidad media y calidad individual del OR ni para la estimación de los incentivos y compensaciones correspondientes, hasta que hayan transcurrido cinco (5) años después de su interconexión. Dentro de este plazo, el OR debe certificar nuevamente el cumplimiento de los requisitos de tele medición y telecontrol en los circuitos de la red interconectada, y de vinculación cliente-transformador.

Si transcurrido este plazo el OR no ha certificado el cumplimiento de estos requisitos, a partir del siguiente mes, y durante todo el siguiente año, se le aplicará un incentivo negativo máximo que se calculará de acuerdo con lo que se establece en el numeral 5.2.3.2.

El responsable de la medición, registro y reporte de la calidad y de la aplicación del esquema de incentivos y compensaciones siempre será el OR al cual se han conectado las redes provenientes de la ZNI. Las metas de calidad media y de calidad individual que deberá alcanzar el OR no tendrán ninguna modificación» (negrilla fuera de texto).

Dado lo anterior, Cedenar no reportó al LAC 637 interrupciones¹¹ desde el año 2019 a agosto de 2022, que equivalen aproximadamente a 6565 horas, en la Tabla 34 se puede apreciar el detalle de las interrupciones no reportadas.

Tabla 34. Interrupciones No reportadas al LAC Línea Cauca - Nariño 2019-2022, Cedenar.

Año	43- Apertura por actuación de esquemas de protección en el SDL debida necesidades en el STN o STR		44- Apertura por actuación de esquemas de protección de protección en SDL debida al mismo sistema	
	Cantidad de Interrupciones	Duración Total horas	Cantidad de Interrupciones	Duración Total horas
2019	25	82,33	108	1.331,63
2020	18	335,38	109	1.127,32
2021	30	110,78	160	2.004,88
2022	18	72,82	169	1.499,87
Totales	91	601,31	546	5.963,70

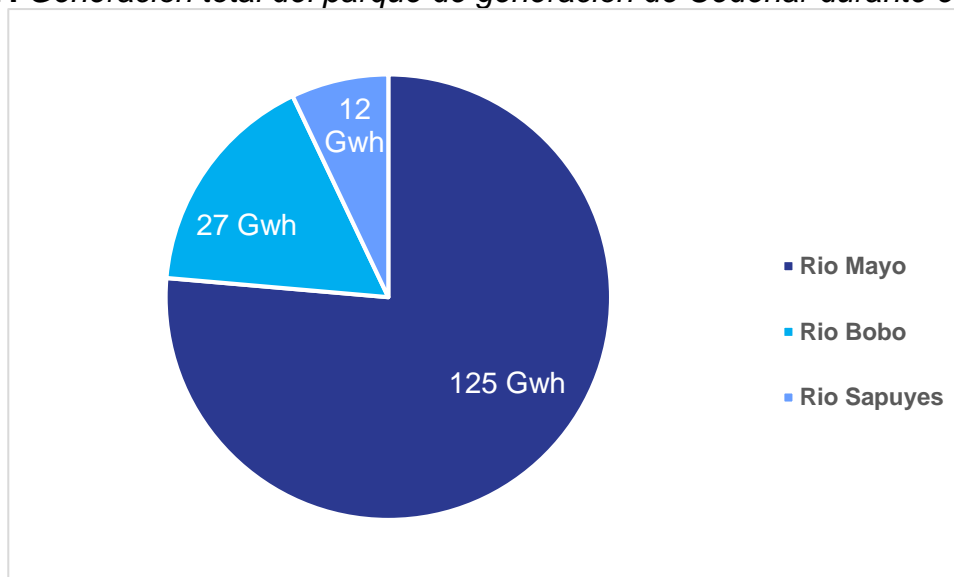
Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

¹¹ Las interrupciones no se encuentran discriminadas, pueden ser a la totalidad de usuarios que atiende la línea CAUCA - NARIÑO o parte de dicho mercado.

4.4.3.6 Generación

Como se mencionó anteriormente en cuanto a la Generación, Cedenar opera tres pequeñas centrales hidroeléctricas (PCH) llamadas Río Mayo, Río Bobo, Río Sapuyes, las cuales, durante el año 2021, generaron alrededor de 164,12 GWh, distribuida como se observa en la **Figura 17**.

Figura 17. Generación total del parque de generación de Cedenar durante el año 2021.

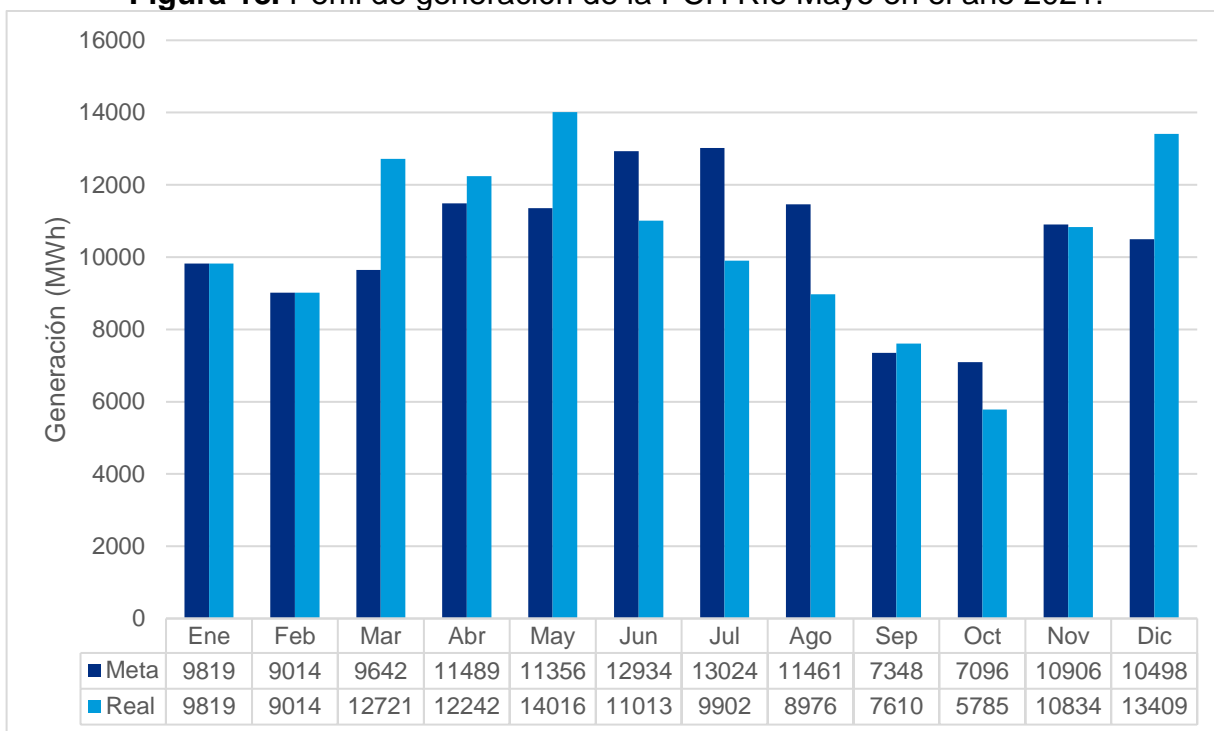


Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

En las **Figura 18**, **Figura 19** y **Figura 20**, se presenta la generación mensual de cada una de las plantas con respecto a la meta propuesta por la empresa para las plantas Río Mayo, Río Bobo y Río Sapuyes, respectivamente.

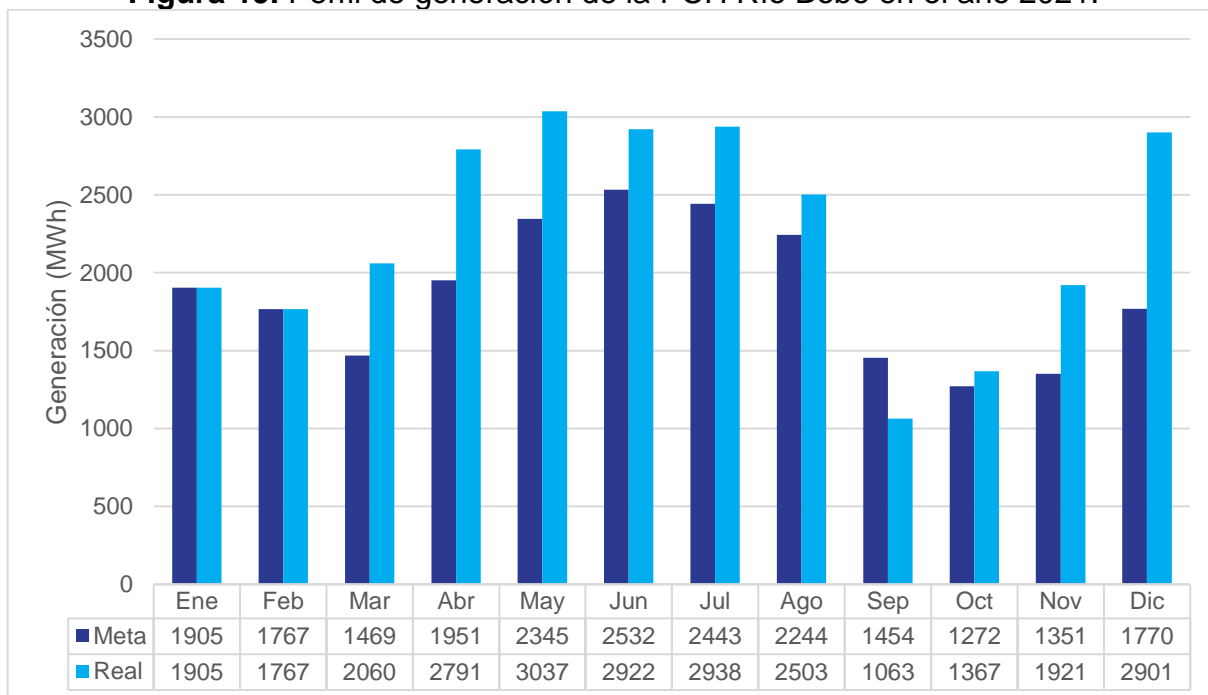
En estas Figuras se observa que la producción de energía para las tres plantas estuvo dentro de las expectativas establecidas por la empresa, observándose que la producción excedió la expectativa para ciertos periodos de tiempo en cada una de las plantas. Dichos periodos en conjunto fueron superiores a meses en los cuales la generación estuvo por debajo de la meta, siendo la planta de Río Mayo en la cual más se presentaron. Como resultado, la generación acumulada anual logró estar por encima del 100% para todas las plantas a lo largo del año 2021, tal y como se observa en la **Figura 21**.

Figura 18. Perfil de generación de la PCH Río Mayo en el año 2021.



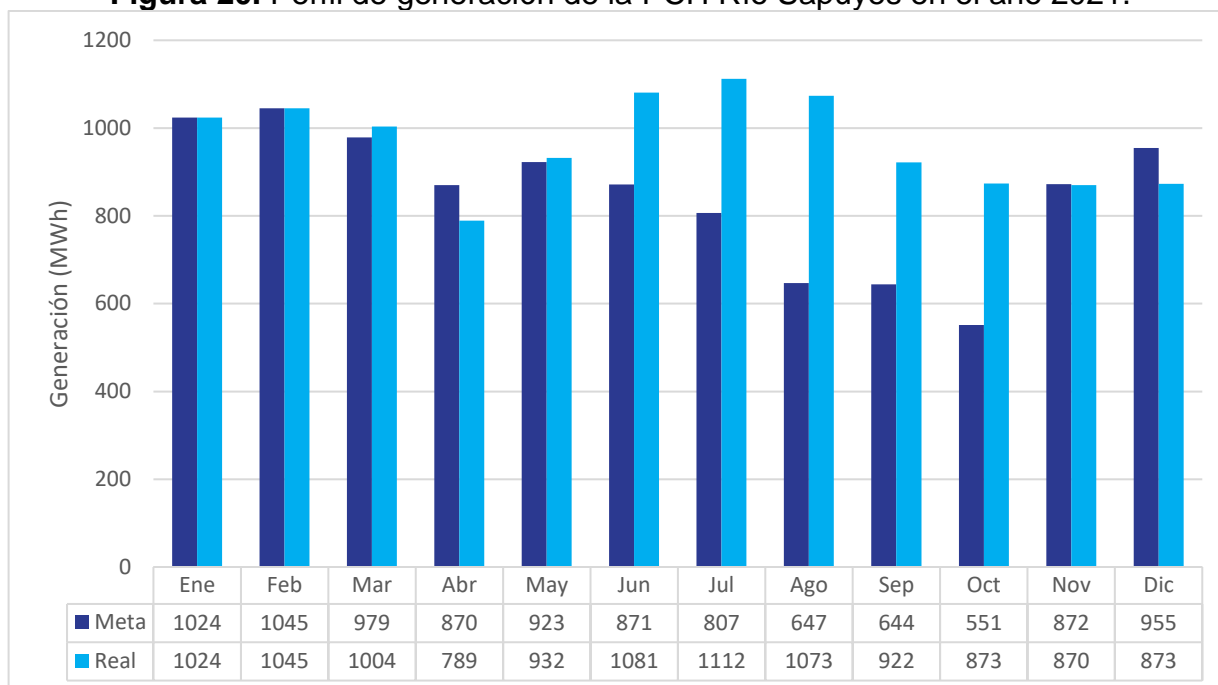
Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

Figura 19. Perfil de generación de la PCH Río Bobo en el año 2021.



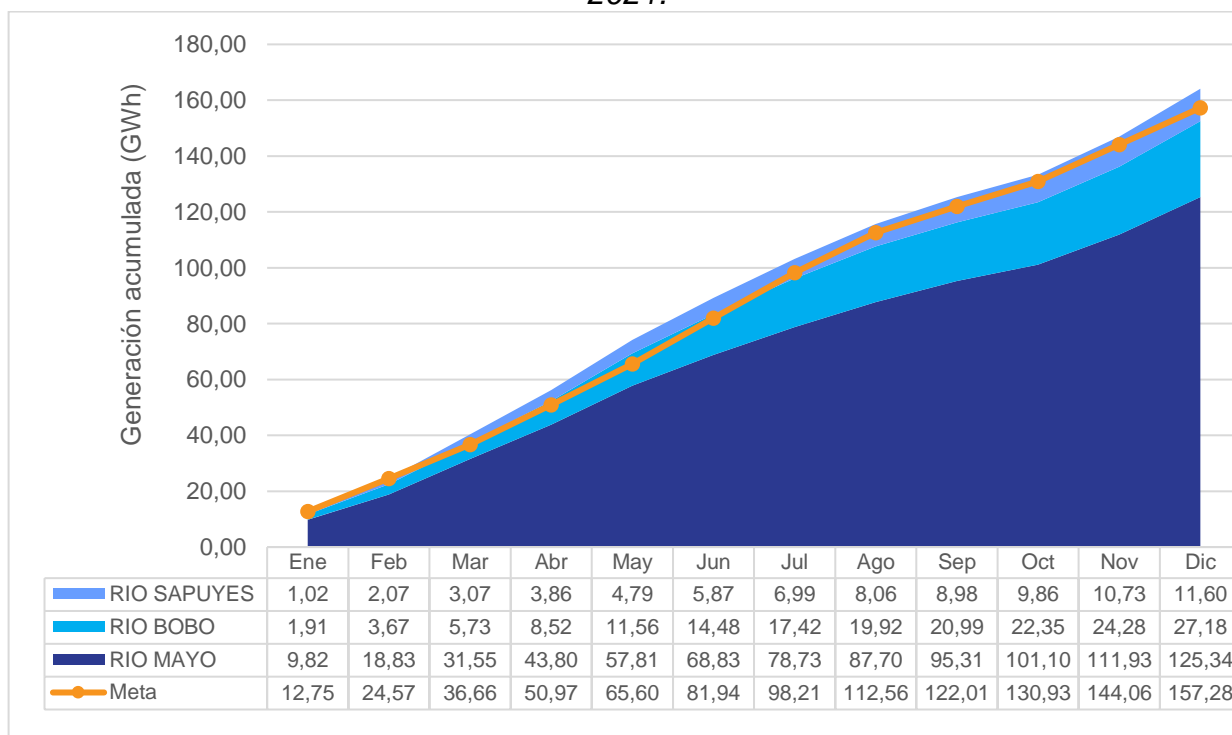
Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

Figura 20. Perfil de generación de la PCH Río Sapuyes en el año 2021.



Fuente: Cedenaar – elaboración DTGE.

Figura 21. Generación acumulada en el parque de generación de Cedenaar durante el año 2021.

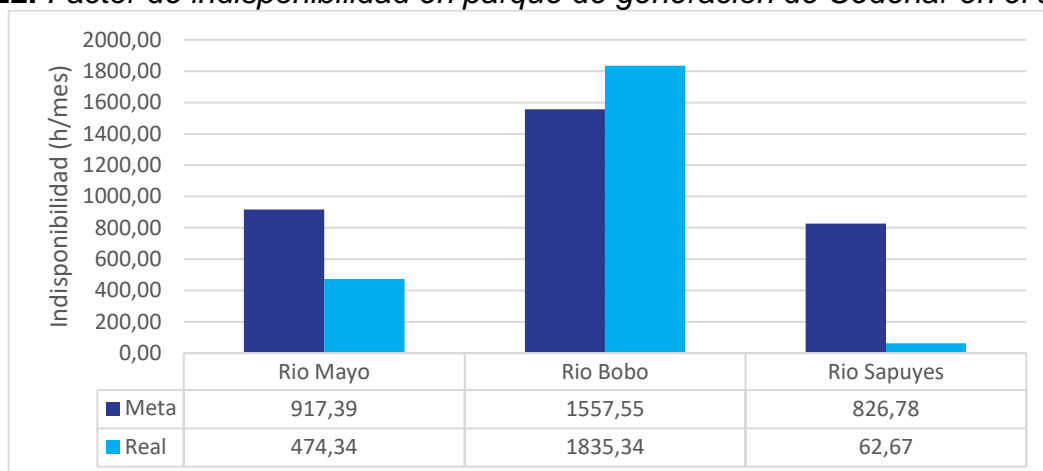


Fuente: Cedenaar – elaboración DTGE.

4.4.3.6.1 Indisponibilidad de plantas

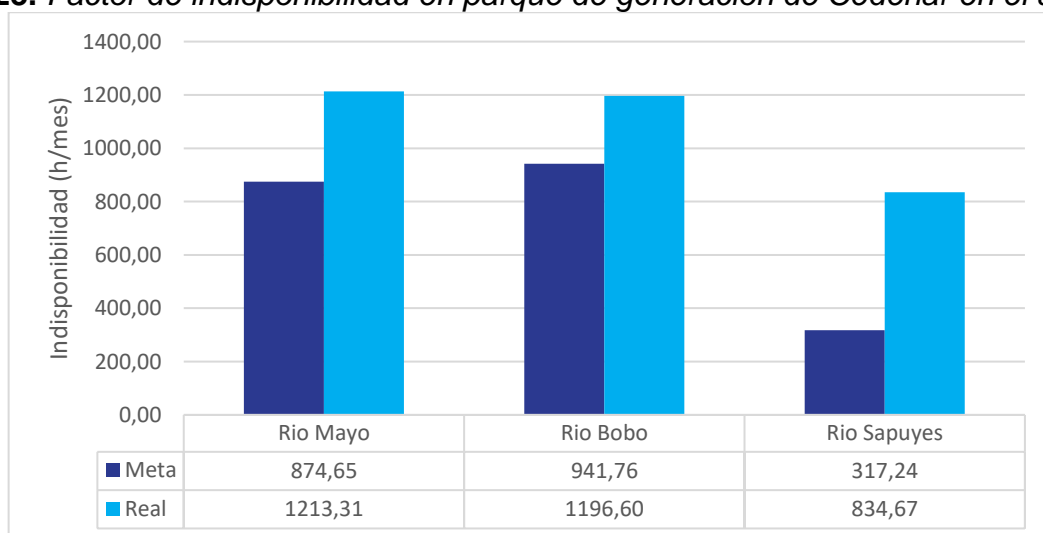
En el marco de esta evaluación se solicitaron los factores de indisponibilidad de las plantas que opera Cedenar, en el cual se presentaron los resultados para el año 2020 y el año 2021. En la **Figura 22** se presentan dichos factores de planta acumulados a lo largo del año 2020 y 2021 en unidades h/mes. En el caso del año 2021 las cifras fueron entregadas en porcentaje, las cuales fueron convertidas a horas mes al hacer el producto entre el factor de porcentaje y el número totales de horas en cada mes.

Figura 22. Factor de indisponibilidad en parque de generación de Cedenar en el año 2020.



Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

Figura 23. Factor de indisponibilidad en parque de generación de Cedenar en el año 2021.



Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

Durante el año 2020 se observa que las plantas Río Mayo y sobre todo Río Sapuyes cumplieron por un amplio margen las metas de indisponibilidad, mientras que en el caso de Río Bobo se sobrepasa la indisponibilidad propuesta. Para el caso de Río Mayo, la indisponibilidad pudo haber sido aún menos, esta mantuvo sus niveles muy por debajo de la meta, estando en 12,48 h/mes, acumulados a noviembre, siendo la meta hasta este mes de 887,34 h/mes; sin embargo, presentaron una indisponibilidad de 461,86 h/mes para diciembre, cifra altamente superior a las metas mensuales a lo largo del año. La empresa reporta que durante este mes se ejecutaron actividades de mantenimiento que tuvieron indisponibles dos grupos de generación de la PCH.

Con respecto al caso de Río Bobo, hasta el mes de noviembre el índice de indisponibilidad acumulado (1090,04 h/mes) se encontraba por debajo de la meta (1498,24 h/mes). Sin embargo, en diciembre se presentó un nivel anormal de indisponibilidad de 745,3 h/mes, superior al máximo de horas posibles en el mes (744 h/mes), implicando salida en operación total de la planta durante este mes. Al respecto, la empresa explica que desde noviembre se dio inicio a actividades de mantenimiento de los grupos de generación de la planta extendido hasta el final del año.

Con respecto al año 2021, es posible observar que la indisponibilidad de las plantas fue superior a la meta para todas las plantas. En revisión de los datos fue posible contrastar que los meses en los cuales se presentó mayor indisponibilidad correspondían con aquellos en los que no se cumplieron las metas de generación para cada planta. Sin embargo, a pesar de no cumplir con las metas de indisponibilidad de manera global, la empresa logro mantener el cumplimiento de las metas globales de energía generada. La empresa no provee información respecto al incumplimiento de las metas internas de indisponibilidad en el año 2021.

4.4.3.6.2 Inversiones en generación

En el marco de la evaluación se solicitó a la empresa información de las inversiones hechas sobre el parque generador, las cuales, es de aclarar, no son remunerables en el marco de la Resolución CREG 015 de 2018. Al respecto, en la **Tabla 35** se presentan las siguientes

inversiones a lo largo del año 2019, 2020 y 2021 por parte de la empresa. En estas se observa que la repotenciación de la PCH Julio Bravo, corresponde a las inversiones de mayor proporción, representando un 86% de las inversiones. La empresa tenía proyectado que ésta entrará en operación a finales de noviembre del 2022. La entrada en operación de esta planta, a corte de julio de 2022, dependía principalmente de la importación de las unidades generadoras. Por lo tanto, dependiendo del estado de importación de estas unidades generadoras la fecha de puesta en operación puede extenderse.

Tabla 35. *Proyectos de inversión en generación en el periodo 2019-2021 por parte de Cedenar.*

Proyecto	Inversión 2019 (COP)	Inversión 2020 (COP)	Inversión 2021 (COP)
Repotenciación PCH Julio Bravo	76.917.554	5.547.575.599	7.807.965.540
Modernización PCH Río Mayo	357.297.500	0	1.795.473.355
Mantenimiento Otras plantas	26.999.631	0	1.000.000
TOTAL	461.214.685	5.547.575.599	9.604.438.895

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

4.4.3.7 Plan de inversión

En esta sección se realizará un análisis del plan de inversiones en el sistema de distribución presentado, aprobado y que ha sido ejecutado y se encuentra siendo ejecutado en el marco de la metodología vigente de remuneración de la actividad de distribución de la Resolución CREG 015 de 2018. Se realiza una revisión del contexto normativo y regulatorio bajo el cual se presentó y aprobó el plan de inversiones, la modificación al plan y su posterior interposición de recurso de reposición, así como los efectos que ha tenido la Interconexión Cauca-Nariño en estas diferentes etapas. Posteriormente se analiza la ejecución del plan de inversiones durante el periodo 2019 a 2021 y su efecto en la remuneración, así como las expectativas de ejecución para el año 2022.

4.4.3.7.1 Contexto normativo y regulatorio

En el marco de la metodología de remuneración de la actividad de distribución vigente, la Resolución CREG 015 de 2018 y posterior modificación, Resolución CREG 036 de 2019,

Cedenaar, en calidad de Operador de Red, presentó, a través de la actuación administrativa CREG E 2018-009418 del 17 de septiembre de 2018, Plan de Inversiones para el periodo 2019 a 2023, el cual fue aprobado junto con los cargos e ingresos a través de la Resolución CREG 140 de 2019. En respuesta, la empresa presentó recurso de reposición a la resolución mencionada el cual fue respondido a través de la Resolución CREG 193 de 2019, en la cual la CREG no modifica la resolución de aprobación de cargos emitida inicialmente. De esta manera, dejó en firme los cargos aprobados y el plan de inversión delimitado en la resolución de aprobación inicial, la Resolución CREG 140 de 2019.

Con base en lo definido en el numeral 6.6 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, modificado por el artículo 38 de la Resolución CREG 036 de 2019, Cedenaar, solicitó a la Comisión ajuste del plan de inversiones para el periodo 2020-2024. La Comisión en febrero de 2022 a través de la Resolución CREG 501 018 de 2022 accedió a la modificación solicitada.

En esta primera modificación la Comisión resalta que la metodología de la Resolución CREG 015 de 2018 establece que, en cumplimiento de lo establecido en el numeral 87.9 de la Ley 142 de 1994, los activos construidos con recursos públicos no se incluyen en el cálculo de tarifas y es responsabilidad del Operador reportarlos como tal. En el plan de inversiones aprobado en la resolución inicial de aprobación de cargos, Cedenaar no reportó que los activos del proyecto Cauca – Nariño fueron construidos con recursos públicos y fueron incluidos dentro del inventario de activos reconocidos en la Resolución CREG 140 de 2019.

Es de destacar que, durante la actuación administrativa de la presentación del plan, Cedenaar señaló, en comunicación con radicado CREG E-2019-010721, que no contaba con concepto UPME para los activos de nivel de tensión 4 del proyecto de interconexión Cauca – Nariño, por lo cual estos activos no fueron incluidos en la base de activos reconocida. El agente informa a través de radicado CREG E-2020-011233 que la UPME dio la aprobación requerida e informa que el proyecto fue ejecutado con recursos del FAZNI. Los activos asociados a los demás niveles de tensión no requieren concepto UPME y por lo cual fueron reconocidos.

En consecuencia, en la modificación al plan, aprobada la Comisión, optó por excluir los activos asociados a la línea Cauca – Nariño de la base de activos y ajustar los ingresos del OR a la fecha, hasta tanto no se cuente con la debida autorización del propietario de los activos como lo disponen el artículo 22 de la Ley 2072 de 2020 y el artículo 28 de la Ley 2099 de 2021, el cual para los activos en cuestión es el Ministerio de Minas y Energía.



En respuesta a las consideraciones de la Comisión, Cedenar presentó recurso de reposición en el cual se solicita suspensión de la modificación y mantener el plan de inversiones y las variables asociadas a los cargos de la Resolución CREG 140 de 2019.

En el contexto de las inversiones de la empresa, respecto a los activos de nivel de tensión 4, Cedenar manifestó que la operación de los activos del proyecto Cauca – Nariño, implica alta onerosidad, cuyos recursos han sido invertidos por la empresa, por lo cual cuentan con las remuneraciones asociadas para lograr el cumplimiento del plan de inversión. El no contar con esta remuneración, consecuencia de la aprobación de la modificación del plan, implicaría un desbalance que conllevaría a la necesidad de recursos adicionales para inversiones equivalentes a 56 714 007 000 COP, para el nivel de tensión 4, y 70 969 702 558 COP, para los niveles de tensión 1 al 4.

Con relación a la inversión de activos en los niveles de tensión 1 al 3, la empresa estructuró el plan de inversiones inicial con base en las proyecciones de ingresos de remuneración del conjunto de activos para todos los niveles de tensión. Con la modificación, de acuerdo con lo dicho por la empresa, se desestima dicha remuneración, y con ello se excluyen los soportes financieros, lo que implica que la mejor opción para la empresa, y para los usuarios de la zona, es desistir del plan inicial. En otras palabras, de proceder con la modificación posterior a la consideración del recurso, Cedenar entraría en la imposibilidad material de cumplir con el plan inicialmente propuesto.

Tabla 36. *Plan de Inversiones de Cedenar 2019 – 2023 para el plan inicial y su modificación. (Cifras dadas en COP de 2017).*

Año	Inicial en firme (CREG 140 de 2019) (COP)	Primera modificación (CREG 501 018-2022) (COP)	Diferencia (COP)
2019	21.840.825.326	21.840.825.326	0

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

Año	Inicial en firme (CREG 140 de 2019) (COP)	Primera modificación (CREG 501 018-2022) (COP)	Diferencia (COP)
2020	30.836.655.654	25.451.839.005	-5.384.816.649
2021	30.215.782.695	30.755.085.014	539.302.319
2022	6.812.849.217	36.831.900.637	30.019.051.420
2023	28.429.286.949	27.068.005.300	-1.361.281.649
Total	118.135.399.841	141.947.655.282	23.812.255.441

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

Tabla 37. Plan de Inversiones de Cedenar 2019 – 2023, 2024 y 2025 para el plan inicial su modificación. (Cifras dadas en COP de 2017).

Año	Inicial en firme (CREG 140 de 2019) (COP)	Primera modificación (CREG 501 018-2022) (COP)	Diferencia (COP)
2019 – 2023	118.135.399.841	141.947.655.282	23.812.255.441
2024	0	24.814.089.554	0
2025	0	22.343.357.594	0
Total	118.135.399.841	189.105.102.430	70.969.702.589

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

En la Tabla 36 se presenta el Plan de Inversiones desagregado por año, por cada una de las resoluciones en cuestión, en el periodo de 2019-2023, mientras que, en la **Tabla 37**, se presentan los montos totales para el periodo mencionado y, adicionalmente, los años 2024 y 2025; dichos montos son las inversiones adicionales aprobadas por la primera modificación. En la Tabla 37 es posible observar que las cifras mencionadas por la empresa corresponden a la diferencia global de las inversiones entre 2019 – 2023 del plan original, y 2019 – 2025 del plan modificado. Haciendo una comparación entre 2019 – 2023, se observa que, solamente, el plan modificado, implica inversiones adicionales de 23 812 255 441 COP, donde, para el año en curso, se tienen inversiones adicionales de 30 019 051 420 COP.

Por otro lado, Cedenar afirma que la interpretación de la Comisión respecto a la aplicación de la Ley 2072 de 2020 y Ley 2099 de 2021 para remover el reconocimiento de los activos asociados al proyecto Cauca – Nariño, hasta en tanto no se cuente con autorización del Ministerio de Minas y Energía, es subjetiva frente a la futura reglamentación de la autorización de los titulares de los activos. De acuerdo con la empresa, la interpretación, con los efectos planteados por la Comisión, no otorgaría solución al problema planteado frente al desequilibrio

en las cargas públicas que asumiría la empresa como consecuencia de castigar las inversiones realizadas en mercados ineficientes como lo es Cedenar con COCANA.

En agosto del año 2022, Cedenar presenta ante la CREG una nueva modificación al plan de inversiones para el periodo 2023 – 2027, dentro del cual se incluye el Proyecto de Interconexión Cauca – Nariño y sus respectivas unidades constructivas, nuevamente reportadas con un factor de financiamiento a través de recursos públicos de cero (0), similar al reporte hecho en la presentación inicial del plan. Lo anterior se encuentra soportado a través del Radicado No. 22 022 018 996 del 31 de agosto de 2022 del Ministerio de Minas y Energía, en el cual se manifiesta que Cedenar cumplió con los términos requeridos de la Resolución 40 162 de 2022 para optar por la remuneración de la componente de inversión de los activos, y con ello se da concepto favorable a la remuneración de los activos del proyecto Cauca – Nariño y demás actividades aplicables, cumpliendo, de esta manera, con lo dispuesto en el artículo 22 de la Ley 2072 de 2020 y el artículo 28 de la Ley 2099 de 2021.

A fecha de redacción del presente documento, la CREG no ha dado respuesta al recurso de reposición interpuesto por Cedenar ni la modificación presentada en agosto del año en curso y por lo tanto no hay modificación al plan en firme. Por consiguiente, para fines de esta evaluación se considerará el plan de inversiones inicial, aprobado y en firme, plasmado en la Resolución CREG 140 de 2019.

4.4.3.7.2 Plan de inversiones aprobado

En vista de lo dicho previamente, el plan de inversiones que se encuentra vigente y en firme, corresponde al aprobado en la Resolución CREG 140 de 2019, cuyos montos globales se presentan en la **Tabla 38**.

Tabla 38. *Plan de Inversiones de Cedenar 2019 – 2023 aprobado, en firme y vigente. (Cifras dadas en COP de 2017).*

Variable	Monto aprobado 2019 (COP)	Monto aprobado 2020 (COP)	Monto aprobado 2021 (COP)	Monto aprobado 2022 (COP)	Monto aprobado 2023 (COP)	Total (COP)
INVA _j	21.840.825.326	30.836.655.654	30.215.782.695	6.812.849.217	28.429.286.949	118.135.399.841

Fuente: Resolución CREG 140 de 2019 – elaboración DTGE.

Este plan tiene como principal objetivo asegurar la confiabilidad y calidad del suministro de energía eléctrica en las redes de transmisión regional. Para tal fin, se establecieron cuatro grupos de proyectos en los que se captura la infraestructura que se ha impactado y seguirá impactando:

- I. Reposición de equipos en subestaciones por obsolescencia, deterioro o innovación tecnológica.
- II. Análisis de solución de abastecimiento ante una contingencia sencilla (N-1), tanto a nivel de transformadores como a nivel de enmallamiento de subestaciones.
- III. Proyecto de remodelaciones de líneas del nivel 2 y 1 de tensión por obsolescencia tecnológica y sistema de suplencias en 13,2 kV.
- IV. Innovación tecnológica en mejoras del Centro Local de Control, DMS (Administrador del Sistema de Distribución), y Sistema de Gestión de Activos.

El plan de inversiones de Cedenar está compuesto por un total de 324 proyectos de inversión enfocados en la mejora de la calidad del servicio en puntos críticos priorizados. En la Resolución CREG 015 de 2018, los proyectos inversiones vienen caracterizados por tipos de inversión, dentro de los cuales el plan de inversiones de Cedenar se encuentra encapsulado por proyectos tipo III (reposición de activos) y IV (reducción de pérdidas técnicas y no técnicas, cargabilidad, innovación tecnológica).

Se considera de importancia presentar la distribución de las inversiones por nivel de tensión y categoría de activo apreciada en la **Tabla 39**. Las categorías de activo pueden identificarse en el numeral 3.1.1.1.3. de la Resolución CREG 015 de 2018.

Tabla 39. *Distribución del plan de inversiones de Cedenar por nivel de tensión y categoría de activo.*

Nivel de tensión	Categoría activos	Inversión 2019 (COP)	Inversión 2020 (COP)	Inversión 2021 (COP)	Inversión 2022 (COP)	Inversión 2023 (COP)
4	I = 1	0	0	0	0	0
	I = 2	0	0	0	0	0
	I = 3	558.336.000	518.134.000	3.727.883.822	882.555.390	10.604.567.048
	I = 4	23.943.000	23.943.000	71.829.000	0	0
	I = 5	33.882.000	101.646.000	169.410.000	0	0

Nivel de tensión	Categoría activos	Inversión 2019 (COP)	Inversión 2020 (COP)	Inversión 2021 (COP)	Inversión 2022 (COP)	Inversión 2023 (COP)
	I = 6	176.746.000	0	0	0	634.616.110
	I = 7	0	0	0	0	0
	I = 8	0	0	0	0	0
	I = 9	0	0	0	0	0
	I = 10	0	0	0	0	0
3	I = 1	0	1.149.617.500	7.452.612.000	2.082.437.291	2.082.437.291
	I = 2	0	0	0	0	0
	I = 3	1.827.546.000	1.546.797.000	4.172.883.150	1.205.783.976	725.652.000
	I = 4	266.706.000	201.747.000	1.316.457.000	355.608.000	88.902.000
	I = 5	8.636.000	25.908.000	43.180.000	0	0
	I = 6	189.771.000	374.130.000	302.298.000	0	0
	I = 7	2.388.332.500	9.541.963.350	832.462.700	0	0
	I = 8	0	0	0	0	0
	I = 9	486.192.000	0	0	0	182.322.000
	I = 10	0	0	0	0	0
2	I = 1	0	0	0	1.794.598.000	1.639.241.500
	I = 2	0	0	0	0	0
	I = 3	1.594.012.000	1.009.236.000	1.985.782.000	491.866.560	1.336.493.000
	I = 4	62.375.000	143.658.000	47.886.000	0	38.432.000
	I = 5	0	0	0	0	0
	I = 6	199.144.000	199.144.000	334.540.000	0	0
	I = 7	9.607.081.582	8.524.517.790	2.449.626.420	0	7.862.736.000
	I = 8	0	0	0	0	0
	I = 9	813.292.000	914.632.000	537.802.000	0	3.233.888.000
	I = 10	0	0	0	0	0
1	I = 11	1.117.209.000	1.874.332.000	2.108.234.000	0	0
	I = 12	2.487.621.244	4.687.250.014	4.662.896.603	0	0

Fuente: Resolución CREG 140 de 2019 – elaboración DTGE.

La ejecución del plan de inversiones para el periodo 2019 – 2021 de Cedenar se presenta en la **Tabla 40**.

Tabla 40. Ejecución global del Plan de Inversiones para el periodo 2019 – 2021.

Año	Variable	Valor
2019	INVA (COP 2017)	21.840.825.326
	INVR (COP 2017)	16.469.847.569
	Ejecución (%)	75,41
2020	INVA (COP 2017)	30.836.655.654

	INVR (COP 2017)	18.829.747.801
	Ejecución (%)	61,06
2021	INVA (COP 2017)	30.215.782.695
	INVR (COP 2017)	26.189.260.782
	Ejecución (%)	86,67

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

En la Tabla 40 se puede observar que Cedenar ha mantenido subejecución del plan de inversiones a lo largo de los tres años de evaluación, siendo el más destacado el año 2020 con una ejecución global del 61,1%. Esta subejecución impactó negativamente de manera sustancial el mejoramiento esperado de la infraestructura eléctrica y con ello desaceleró la mejora de los índices de calidad proyectados por la empresa. Durante la visita con el operador, este manifestó que lo anterior se debe principalmente a los siguientes factores:

- Deuda que presenta el Ministerio de Hacienda por concepto de subsidios y el Ministerio de Minas por el concepto de AOM de la interconexión Cauca – Nariño.
- La pandemia por COVID – 19, que impactó la cadena de producción de suministros eléctricos, así como la restricción de la movilidad, implementación de protocolos, aislamientos de trabajadores, entre otros retos y obstáculos que impidieron el desarrollo de proyectos.
- El Paro Nacional (abril – julio de 2021), el cual ocasionó la escasez y distribución de suministros eléctricos a nivel local y regional afectando la ejecución de todos los proyectos durante el año 2021.
- La «Crisis de Containers» que ha presentado un problema en el transporte intercontinental de equipos y suministros a nivel global, cuyo efecto ha sido el incremento del valor de equipos y aumento en los tiempos de entrega, inclusive de tecnología nacional (dado que su producción depende en gran medida de componentes importados).

Dentro de la información solicitada al Operador, se encuentra el detalle de la ejecución del plan de inversiones desagregado por los proyectos de inversión. En revisión de esta información posterior a solicitud de corrección de reporte durante la visita, se encuentra que, para los años

de entrada de operación planeado en el plan de inversiones aprobado, y el año de entrada de operación real del proyecto, son reportados de la misma manera. Lo anterior no concuerda con el contexto provisto a lo largo de esta sección, dado que un conjunto considerable de proyectos fue puesto en operación de manera extemporánea a los años aprobados en el plan de inversiones (tomando como fuente de información primaria los formatos INVA de la Circular CREG 024 de 2020). Adicionalmente, no se reporta la valoración de los proyectos aprobados que no han sido ejecutados. Por lo tanto, por inconsistencia en la información, no se presenta análisis de inversiones pendientes por ejecutar y ejecutadas de manera extemporánea.

Por otro lado, basado en esta misma información, en la **Tabla 41** se presenta el detalle de las inversiones ejecutadas fuera del plan, las cuales corresponden a proyectos de inversión que la empresa ejecutó por motivos ya sea de emergencia o prioritarios para el sistema de distribución. Es de importancia recalcar que las inversiones fuera del plan también se encuentran reconocidas dentro de la variable de ejecución de inversiones, $INVR_j$, cuya remuneración se encuentra acotada por un umbral del 110%.

Tabla 41. *Ejecución del Plan de Inversiones de Cedenar discriminado por inversiones ejecutadas dentro y fuera del plan.*

Momento de ejecución	Inversión 2019 (COP)	Inversión 2020 (COP)	Inversión 2021 (COP)	Total (COP)
Fuera del plan	10.652.880.670	4.090.241.189	8.835.464.080	23.578.585.939
Dentro del plan	5.816.966.900	15.818.496.531	17.353.796.702	38.989.260.133

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

En la **Tabla 42** se presentan diez de los proyectos más representativos en términos de inversión que ha ejecutado Cedenar durante los tres años evaluados. Es de resaltar que durante los años 2019 a 2021 Cedenar ha ejecutado:

Tabla 42. *Proyectos más representativos en términos de inversión - Plan de Inversiones Cedenar.*

Nombre	Nivel	Tipo Inversión	Año entrada operación planeado (CREG)	Año entrada operación real	Municipio	Valor Aprobado (INVA)	Valor ejecutado (INVR)	Incluido en el plan de inversión aprobado
Proyecto complementario Jardinera	3	IV	2020	2020	TUQUERRES	11.754.392.000	11.754.392.000	Si
Reposición de activos de distribución de niveles I y II, en	2	III	2021	2021	PASTO	5.984.165.012	5.984.165.012	No

Nombre	Nivel	Tipo Inversión	Año entrada operación planeado (CREG)	Año entrada operación real	Municipio	Valor Aprobado (INVA)	Valor ejecutado (INVR)	Incluido en el plan de inversión aprobado
las diferentes zonas del departamento de Nariño								
Proyecto Trf CATAMBUCO 115/34.5 kV - 10-12.5 MVA y bahías complementarias	4	III	2021	2021	PASTO	3.902.751.000	3.902.751.000	Si
Anillo 34.5kv jardinera - Ancuya	3	III	2019	2019	TUQUERRES	3.228.274.400	3.228.274.400	Si
Proyecto Trf PANAMERICANA 115/34.5 kV - 10-12.5 MVA y bahías complementarias	4	III	2021	2021	IPIALES	3.076.561.000	3.076.561.000	Si
Anillos 34.5 kV San Martín - Rosa Florida y San Martín - San Lorenzo	3	III	2019	2019	SAN PEDRO DE CARTAGO	2375883700	2.375.883.700	Si
Subestación barbacoas	3	III	2021	2021	BARBACOAS	1.016.369.595	1.016.369.595	Si
Subestación Pupiales	3	III	2021	2021	PUPIALES	1.016.369.595	1.016.369.595	Si
Remodelación de redes eléctricas de media y baja tensión veredas San Vicente y Buena Vista en el municipio de San Bernardo, veredas El Tabor, San Rafael y plazuelas en el municipio de La Cruz y vereda Aposento en el municipio de Belén, departamento de Nariño	2	III	2021	2021	BELEN	770.546.840	770.546.840	Si
Remodelación de redes de media y baja tensión vereda Quiroz alto fase 2 – municipio de La Unión departamento de Nariño.	2	III	2021	2021	LA UNION	760.031.434	0	No

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

4.4.3.7.3 Efectos de la ejecución en la remuneración

La subejecución reportada ha tenido efectos negativos sobre la remuneración que percibe la empresa por estas inversiones, y con ello el cálculo del respectivo cargo de distribución de la tarifa. 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 ($INVA_{j,n,t-1}$).
- Ejecución del año previo a remunerar ($INVR_{j,n,t-1}$).
- Inversiones aprobadas para el año anterior a remunerar ($INVA_{j,n,t}$).

Los dos primeros términos contribuyen de manera positiva al BRAEN, mientras que el tercero de manera negativa. En palabras gruesas, el BRAEN calcula las inversiones del año a remunerar y la diferencia entre la ejecución 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 y que ha afectado a Cedenar es el Índice de Ajuste por Ejecución del Plan de Inversiones (IAPA_{j,n,t}). Como su nombre lo indica, corresponde a 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 los demás 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. En la **Tabla 43** se presenta la ejecución desagregada en niveles de tensión. Con base en esta, en la **Tabla 44** y **Tabla 45** se presenta el análisis de la remuneración (cálculo de la BRAEN) para los niveles de tensión 1, 2 y 3 para el periodo 2020-2022 para Cedenar para escenarios con y sin el IAPA con el fin de observar los efectos de la subejecución.

Tabla 43. Ejecución de Plan de Inversión desagregado por niveles de tensión.

Nivel de tensión	INVA 2019 (COP)	INVR 2019 (COP)	Ejecución (%)	INVA 2020 (COP)	INVR 2020 (COP)	Ejecución (%)	INVA 2021 (COP)	INVR 2021 (COP)	Ejecución (%)
1	3.604.830.244	4.370.977.076	121,25	6.561.582.014	2.735.553.764	41,69	6.771.130.603	7.530.645.988	111,22
2	12.275.904.582	6.494.712.393	52,91	10.791.187.790	4.141.254.570	38,38	5.355.636.420	8.295.240.526	154,89
3	5.167.183.500	5.427.412.100	105,04	12.840.162.850	3.467.988.467	27,01	14.119.892.850	5.669.839.936	40,15
4	792.907.000	176.746.000	22,29	643.723.000	8.484.951.000	1318,11	3.969.122.822	4.693.534.332	118,25
Total	21.840.825.326	16.469.847.569	75,41	30.836.655.654	18.829.747.801	61,06	30.215.782.695	26.189.260.782	86,67

Fuente: Cedenar, formatos Circular CREG 024 de 2020 – elaboración DTGE.

Tabla 44. Análisis de remuneración de Cedenar para los años 2020 a 2022 en los niveles de tensión 1 y 2.

Variable	NT1			NT2		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
INVA (t) (COP)	6.561.572.014	6.771.130.603	0	10.791.187.790	5.355.636.420	2.286.464.560
INVR (t-1) (COP)	4.370.977.076	2.735.553.764	7.530.645.988	6.494.712.393	4.141.254.570	8.295.240.526

Variable	NT1			NT2		
	2020	2021	2022	2020	2021	2022
INVA (t-1) (COP)	3.604.830.244	6.561.582.014	6.771.130.603	12.275.904.582	10.791.187.790	5.355.636.420
INVR cota (t-1) (COP)	3.965.313.268	2.735.553.764	7.448.243.663	6.494.712.393	4.141.254.570	5.891.200.062
Diferencia INVR (COP)	405.663.808	0	82.402.325	0	0	2.404.040.464
IAPA (t)	1	1	0,765	1	0,456	1
IAPA (t-1)	1	1	1,000	1	1	0,456
BRAEN (t) (COP)	6.922.055.038	3.350.766.161	759.515.385	5.009.995.601	-4.205.555.300	5.733.286.702
BRAEN (t, IAPA = 1) (COP)	6.922.055.038	3.350.766.161	677.113.060	5.009.995.601	-1.294.296.800	2.822.028.202
Diferencia BRAEN (COP)	0	0	82.402.325	0	-2.911.258.500	2.911.258.500
Diferencia ejecución (COP)	766.146.832	-3.826.028.250	759.515.385	-5.781.192.189	-6.649.933.220	2.939.604.106

Fuente: Cedenar, formatos Circular CREG 024 de 2020, XM – elaboración DTGE.

Tabla 45. Análisis de remuneración de Cedenar para los años 2020 a 2022 en el nivel de tensión 3.

Variable	2020	2021	2022
INVA (t) (COP)	12.840.162.850	14.119.892.850	882.555.390
INVR (t-1) (COP)	5.427.412.100	3.467.988.467	4.693.534.332
INVA (t-1) (COP)	5.167.183.500	12.840.162.850	3.467.988.467
INVR_cota (t-1) (COP)	5.427.412.100	3.467.988.467	3.969.122.822
Diferencia INVR (COP)	0	0	724.411.510
IAPA (t)	1	1	0
IAPA (t-1)	1	1	1
BRAEN (COP)	13.100.391.450	-49.861.615	1.975.847.811
BRAEN (IAPA = 1) (COP)	13.100.391.450	4.747.718.467	1.383.689.745
Diferencia BRAEN (COP)	0	-4.797.580.082	592.158.066
Diferencia ejecución (COP)	260.228.600	-9.372.174.383	1.225.545.865

Fuente: Cedenar, formatos Circular CREG 024 de 2020, XM – elaboración DTGE.

Como se observa, Cedenar, durante los dos primeros años de ejecución presentó subejecución en el NT2 lo suficientemente importante para impactar su remuneración en el año 2021, la cual se vio aún más afectada por el IAPA. Sin embargo, la sobrejecución durante el tercer año logró compensar el valor del IAPA y compensar en parte la remuneración dejada de recibir en años anteriores. Considerando que la ejecución del tercer año en el NT2 sobrepasó la cota de compensación por INVR establecida por la CREG (110%), el monto de 2 404 040 464 COP que no fue remunerado en el año 2022 se trasladará hacia el año 2023.

Por otro lado, en el NT3 se observa el impacto más importante sobre la remuneración de la empresa y que fue reconocida por la misma empresa durante la visita presencial. Por los motivos anteriormente enunciados (pandemia, crisis de contenedores, paro nacional), la empresa presentó dificultades en la ejecución de inversiones sobre este nivel de tensión viéndose reflejado en los niveles del año 2020 y 2021. Lo anterior implicó que el IAPA y la respectiva remuneración se viera gravemente afectada. Por ejemplo, para 2021, de los 14 119 892 850 COP aprobados por inversión, no se recibió remuneración anticipada. Para el año 2022, lo anterior se vio ligeramente aliviado debido a que las inversiones aprobadas para este nivel de tensión son considerablemente inferiores; sin embargo, los niveles de IAPA continuaron afectando la potencial remuneración. De acuerdo con el operador, las inversiones pendientes en este nivel de tensión han continuado siendo ejecutadas y se espera que el IAPA se logre estabilizar de vuelta a 1 para la remuneración de 2023.

4.4.3.7.4 Visita a proyectos ejecutados en el marco del plan

Durante la visita a la sede de Cedenar con motivo de la evaluación integral, se hizo el recorrido por las subestaciones que se describen a continuación, y se reporta la información al respecto.

➤ Subestación Jardinera 115/34,5/13,8 kV

La subestación Jardinera fue puesta en operación durante el año 2018 y por lo tanto no se encuentra dentro del marco de la Resolución CREG 015 de 2018. Sin embargo, desde Cedenar se han ejecutado proyectos de construcción de líneas con el fin de mejorar la confiabilidad en distintas zonas del departamento, los cuales fueron ejecutados en el marco de la mencionada resolución. En particular, se ejecutaron los proyectos de las líneas Jardinera - Túquerres, Jardinera - Sapuyes y Jardinera - Ancuya de 34,5 kV, y se encuentra en ejecución la línea Jardinera - Panamericana de 34,5 kV, de la cual se evidenció se encuentra en espera de ser sometida a pruebas las cuales están sujetas a trámites con ISA. Durante la visita fue posible verificar la operación de las principales unidades constructivas, relacionadas con los proyectos mencionados, evidenciando una apropiada ejecución de los proyectos. Es de resaltar que la verificación de la ejecución de este y demás proyectos ejecutados en el marco del plan

de inversiones estará a cargo de las firmas verificadoras en el marco de la Resolución 101 022 de 2022 y cuyos primeros resultados se espera se reporten en julio de 2023.

Figura 24. Registro fotográfico de unidades constructivas relacionadas a los proyectos ejecutados en la Subestación Jardinera.



Fuente: Registro fotográfico SSPD.

➤ **Subestación Catambuco 115/34,5/13,8 kV**

En el marco del plan de inversiones, desde Cedenar se han desarrollado principalmente dos proyectos: el primero, corresponde a la instalación de un transformador trifásico OLTC 115/34.5 kV de 40 MVA y bahías de conexión asociadas ejecutado y puesto en operación durante el año 2021. Durante la visita fue evidenciada la ejecución y operación de las principales unidades constructivas asociadas a este proyecto. El segundo, corresponde al *retrofit* de celdas de protección, el cual se encuentra en ejecución tal y como se muestra en la evidencia fotográfica. Durante la visita fue posible verificar la operación de las principales unidades constructivas relacionados con los proyectos mencionados, evidenciando una apropiada ejecución de los proyectos. Es de resaltar que la verificación de la ejecución de este y demás proyectos ejecutados en el marco del plan de inversiones estará a cargo de las firmas verificadoras en el marco de la Resolución 101 022 de 2022 y cuyos primeros resultados se esperan se reporten en julio de 2023.

Figura 25. Registro fotográfico de unidades constructivas relacionadas a los proyectos ejecutados en la Subestación Jardínera.





Fuente: Registro fotográfico SSPD.

4.4.3.7.5 Ejecución parcial año 2022

Durante la visita de inspección se consultó con Cedenar respecto del estado de ejecución del Plan de Inversiones durante el año en curso. Al respecto, la empresa manifestó que la expectativa de ejecución para el año 2022 sobrepasaba ampliamente los montos aprobados para el año 2022. Lo anterior, debido en parte a que los montos aprobados son considerablemente inferiores a las inversiones aprobadas para el resto del plan, ante lo cual la empresa explicó que, durante la concepción del Plan de Inversiones, consideraron el año 2021 como un año “colchón” en el cual tenían la intención de compensar posibles retrasos en las inversiones en años anteriores.

De esta manera, la empresa ha realizado esfuerzos por ejecutar proyectos atrasados para los diferentes niveles de tensión, los cuales en su totalidad son proyectos de Tipo III. En la información remitida de la ejecución parcial durante este año, se evidencia que se han ejecutado 35 proyectos ejecutados solamente en el nivel de tensión 1 y 2; sin embargo, durante la visita, Cedenar manifestó que se encontraban también en ejecución proyectos en el nivel de tensión 3, que buscan continuar compensando las inversiones pendientes por ejecutar hasta el año 2021. En la **Tabla 46** se presenta la ejecución parcial del año 2022 a corte de septiembre, discriminada por nivel de tensión, contrastado con los valores aprobados por regulación.

Tabla 46. Ejecución parcial Plan de Inversión Cedenar a corte de septiembre 2022.

Nivel de Tensión	Inversión total aprobada (COP)	Ejecución parcial 2022 (COP)
1	0	1.472.372.710
2	2.286.464.560	6.108.050.797
Total	2.286.464.560	7.580.423.507

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

Bajo las anteriores consideraciones, se evidencia que la inversión en estos niveles de tensión excede considerablemente lo aprobado y se espera que aumente. Si bien esto es una buena señal del compromiso de la empresa por ejecutar aquello que está pendiente, el contraste observado producirá un efecto negativo en la remuneración que recibirá la empresa durante el año 2023 dado que solo el 110% de las inversiones aprobadas son remunerables por ejecución. Si bien el excedente será remunerado en años posteriores, esto implica un atraso de al menos un año de la remuneración de dicho excedente; remuneración que ya ha venido siendo afectada por la subejecución por parte del operador en años anteriores. Durante la visita de inspección, la empresa comentó que este fue un error de planeación e interpretación de la regulación durante la presentación del plan y son conscientes de las implicaciones que esto contraerá.

4.4.3.7.6 Estrategia de comunicación y difusión de planes 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 a los usuarios el plan de inversión, las metas de 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 a los puntos a. y b., Cedenar cuenta con acceso a través de su página web a los informes de ejecución presentados a la CREG y a la SSPD, tal y como se ilustra en la **Figura 26. Ruta de acceso para informes de ejecución plan de inversión** . Acceder a cualquiera de los años redirige al archivo .PDF de los informes de ejecución.

Figura 26. Ruta de acceso para informes de ejecución plan de inversión Cedenar.



Fuente: Captura Portal WEB Cedenar. Recuperado de <http://cedenar.com.co/> el 20 de octubre de 2022.



Sin embargo, como se le resaltó al operador durante la visita, estos informes no pueden ser entendidos como los informes orientados a usuarios descritos en el numeral a., cuyo contenido está delimitado en la Circular CREG 024 de 2020. Dichos informes contienen un subconjunto de esta información y deben estar diseñados y presentados de tal manera que su lectura sea didáctica y su comprensión sencilla para cualquier tipo de usuario. Como parte de los compromisos de esta evaluación, se solicitó a Cedenar que avance en el desarrollo de este informe, del cual se recibió un borrador que, dentro de los parámetros delimitados, se considera que cumple parcialmente con lo solicitado.

Por otro lado, se considera que el operador está dando cumplimiento mínimo al numeral b. Sin embargo, este cumplimiento mínimo no está teniendo en cuenta la población objetivo de la que trata el numeral 6.7: los usuarios. Si bien la información a la cual se puede acceder corresponde a los informes de ejecución, el sitio WEB relacionado, solo provee acceso a los archivos. Desde la comprensión de este numeral por parte de la SSPD y en revisión de lo ejecutado por otros operadores de red en torno a este numeral, Cedenar debe contar con un sitio WEB que haga parte del sitio principal en el cual se presente información relacionada no solo con la ejecución sino también con el plan aprobado. El diseño de este sitio WEB debe estar orientado a usuarios; es decir, su manipulación debe ser intuitiva y la información presentada debe ser de fácil comprensión para cualquier usuario. A grandes rasgos, se considera que este sitio WEB debe contener un resumen del plan de inversiones aprobado, un resumen de la ejecución de cada año, e información relacionada con los proyectos de inversión ejecutados. Cedenar debe garantizar que la información sea transparente, concisa y que refleje la situación de ejecución de las inversiones que se ha descrito a lo largo de este documento.

Por último, con respecto al numeral c., Cedenar comunicó que no ha realizado publicaciones en torno a la ejecución del plan de inversiones en un diario de amplia circulación. Sin embargo, afirma que ha hecho la difusión de la ejecución del plan y sus proyectos a través de redes sociales. Al momento de elaboración de este documento, no se ha provisto evidencia de lo anterior.

4.4.3.8 Gestión de pérdidas

En esta sección se realiza un análisis de la gestión de pérdidas por parte de Cedenar. Se provee el contexto normativo y regulatorio en torno a la gestión de pérdidas, explorando la transición de reducción a mantenimiento de pérdidas debido a la entrada en operación de la línea Cauca – Nariño, los retos que esta ha implicado, y la presentación de un nuevo plan de reducción para consideración de la CREG. A su vez, se realiza una exploración de la gestión por parte de la empresa a lo largo de las diferentes zonas del departamento en el que se destaca que, a pesar de no contar con plan de reducción, la empresa está comprometida a reducir las pérdidas y lo ha logrado de manera global a lo largo del 2021 y 2022. Sin embargo,

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

existen retos importantes en zonas con alta presencia de grupos al margen de la ley en las cuales no se ha podido lograr una gestión deseada.

4.4.3.8.1 Contexto normativo y regulatorio

Cedesar, en calidad de operador de red cumplió la condición habilitante para optar por plan de reducción de pérdidas, siendo esta la delimitada en el numeral 7.3.1 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018, siendo esta que las pérdidas de energía del nivel de tensión 1 a fecha de corte (dic. 2018) sean superiores a las reconocidas. Como resultado de lo anterior, Cedesar presentó plan de reducción de pérdidas en el marco de la solicitud de aprobación de ingresos, el cual fue aprobado por la CREG mediante la Resolución CREG 140 de 2019. Sin embargo, Cedesar remitió comunicación a la CREG mediante oficio con radicado CREG E-2020-000883 y al LAC mediante radicado No. 00415 mencionando que no se acogen a dicho plan.

El motivo principal para no haber optado por el plan de reducción radicó en el impacto que implicó la operación comercial de la línea de interconexión Cauca - Nariño. La propuesta de reducción de pérdidas, y con este la senda de reducción de pérdidas posteriormente aprobada, se desarrolló sin considerar la operación comercial del proyecto COCANA debido a que para la fecha para la cual se presentó dicha propuesta (septiembre de 2018), aún no se declaraba a la empresa como el operador comercial del proyecto GENP 188 – Línea de INTERCONEXIÓN CAUCA – NARIÑO. Hasta el 23 de enero de 2020 el Ministerio de Minas y Energía confirmó a Cedesar como comercializadora de la línea. Además, de acuerdo con lo informado por la CREG, el comercializador ante el mercado de usuarios beneficiados por el proyecto COCANA es quien representa la frontera comercial de comercialización más próxima a los usuarios, es decir, Cedesar. De estos considerandos, la CREG a través de concepto declaró que Cedesar es el comercializador y responsable ante el mercado por la demanda de energía desde el inicio de la operación comercial de los activos asociados.

Con la entrada en operación comercial del proyecto COCANA, Cedesar evidenció un impacto negativo considerable en su índice de pérdidas, encontrando que desde la entrada en

operación de la línea (2018-2019) el Índice de Pérdidas Totales (IPT) incremento en alrededor de 4,45 puntos porcentuales. La anterior situación llevó a la empresa a concluir que no era posible cumplir con la senda aprobada en el plan de reducción de pérdidas y con ello tomar la decisión de no optar por este. De esta manera, a partir de marzo de 2020, Cedenar se encuentra ejecutando el plan de mantenimiento de pérdidas.

Como resultado de lo anterior, la remuneración percibida por Cedenar por gestión de pérdidas se vio reducida dado que, al no optar por el plan de reducción, se deja de reconocer la componente asociada a la inversión relacionada con actividades de reducción de pérdidas (INVNUC) y se preserva la componente asociada a los costos y gastos de mantenimiento de pérdidas en el Costo Anual de Plan (CAP). En la Tabla 47 se presenta el CAP aprobado en la resolución inicial de aprobación de cargos y en la primera modificación. Si bien la primera modificación aún no se encuentra en firme, esta corresponde al CAP sin la componente de inversión. Bajo estas consideraciones, en la aprobación de la modificación del plan de inversiones en la Resolución No. 501 018 de 2022 realizó la respectiva modificación al CAP.

Tabla 47. Costo anual del plan de gestión de pérdidas para Cedenar.

Estado de plan	CAP _j
Inicial en firme (COP)	2.644.569.634
Primera modificación (COP)	1.425.672.308
Diferencia (COP)	-1.218.897.326

Fuente: Resolución CREG 140 de 2019, Resolución CREG 501 018 de 2019 – elaboración DTGE.

Es de resaltar que esta variable es utilizada para calcular la remuneración del cargo por concepto del plan en la componente de pérdidas CPROG delimitado en el numeral 7.3.5.1 del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018. Sin embargo, en consulta con la liquidación hecha por el LAC de la variable CPROG, no se encuentra evidencia de la liquidación de esta variable para Cedenar durante los años 2019, 2020, 2021 y 2022.

Por otro lado, en el recurso de reposición a esta resolución, Cedenar solicita a la CREG considerar el replanteamiento y presentación para adopción del Plan de Gestión de Pérdidas integrado con el plan de mantenimiento de pérdidas incluyendo las zonas de la interconexión COCANA considerando las condiciones y retos que indujo la operación de este proyecto para

la empresa, así como el Plan de Mejoramiento de Pérdidas Totales planteado en diciembre de 2021. Lo anterior se interpreta como volver a adoptar el plan de reducción de pérdidas dado que pone a consideración el ajuste en las metas inicialmente propuestas, el reconocimiento adecuado de la variable INVNUC teniendo en cuenta las ineficiencias inducidas por la operación de COCANA, y en cuanto al plan de mantenimiento de pérdidas, que se desestimen las consideraciones hechas para modificar el CAP.

4.4.3.8.2 Mercado COCANA

A partir del 24 de enero de 2020, como se destacó anteriormente, el Ministerio de Minas y Energía confirma a Cedenar como comercializador de los municipios del proyecto Interconexión Cauca – Nariño. Desde febrero de 2020 se factura y recauda en el municipio de Mosquera y desde el mes de mayo de 2020 en siete de los nueve municipios que fueron interconectados a través del proyecto. En mayo de 2021 se inicia la facturación de Guapi y a mediados de junio de 2022 se inicia la facturación al comercializador de Timbiquí. La zona de COCANA durante 2021 representó una participación del 5,15% de la demanda total de energía del mercado de Cedenar.

Como se destacó anteriormente, la entrada en operación comercial de la interconexión COCANA por parte de Cedenar supuso un detrimento considerable en indicadores de calidad y pérdidas de mercado completo de Cedenar. El mercado de COCANA, como se ha descrito a lo largo del documento, corresponde a interconexión de zonas aisladas al SIN, lo que presenta condiciones especiales que han sido contempladas por la Comisión en expedición de medidas regulatorias que permitan flexibilizar o permitir actividades de comercialización de energía en mercados con reciente ingreso al SIN cuyas condiciones relacionadas con condiciones socioeconómicas de los usuarios implican comportamientos especiales respecto al abastecimiento de energía.

Este tipo de mercados al ser sistemas nuevos y recién interconectados entran a la actividad de comercialización con altos niveles de pérdidas y en principio con macromedición, lo que implica un paradigma diferente para la definición de planes de inversión y pérdidas. En particular para

Cedenaar, estas condiciones refuerzan los beneficios de los planes de recuperación de pérdidas que aportan al sistema en términos de calidad del servicio, niveles de fallas e interrupciones y la necesidad de prestar el servicio en los nuevos municipios que se adhieren al mercado bajo las mismas condiciones que se atienden para este.

Para ilustrar las condiciones de pérdidas en la zona, en las Tabla 48 y Tabla 49 se presentan los niveles de pérdidas y recaudo en los municipios interconectados a través de la interconexión COCANA reportados por la interventoría del proyecto.

Tabla 48. Niveles de pérdidas en municipios atendidos por la Interconexión Cauca – Nariño.

Municipio	Energía facturada (%)	Pérdidas (%)
Mosquera	78,43	21,57
López de Micay	78,21	21,79
Iscuandé	78,2	21,8
La Tola	78,17	21,83
Salahonda	78,18	21,82
El Charco	78,19	21,81
Olaya Herrera	78,19	21,81
Guapi-Pospago	64,36	35,64

Fuente: Cedenaar. Recurso de Reposición Resolución CREG 051 018 de 2022 – elaboración DTGE.

Tabla 49. Nivel de recaudo en municipios atendidos por la Interconexión Cauca – Nariño.

Municipio	Recaudo (%)
Mosqueda	35
López de Micay	45
Iscuandé	44
La Tola	30
Salahonda	36
El Charco	0
Olaya Herrera	34
Guapi-Prepago	34
Guapi-Pospago	100

Fuente: Cedenaar. Recurso de Reposición Resolución CREG 051 018 de 2022 – elaboración DTGE.

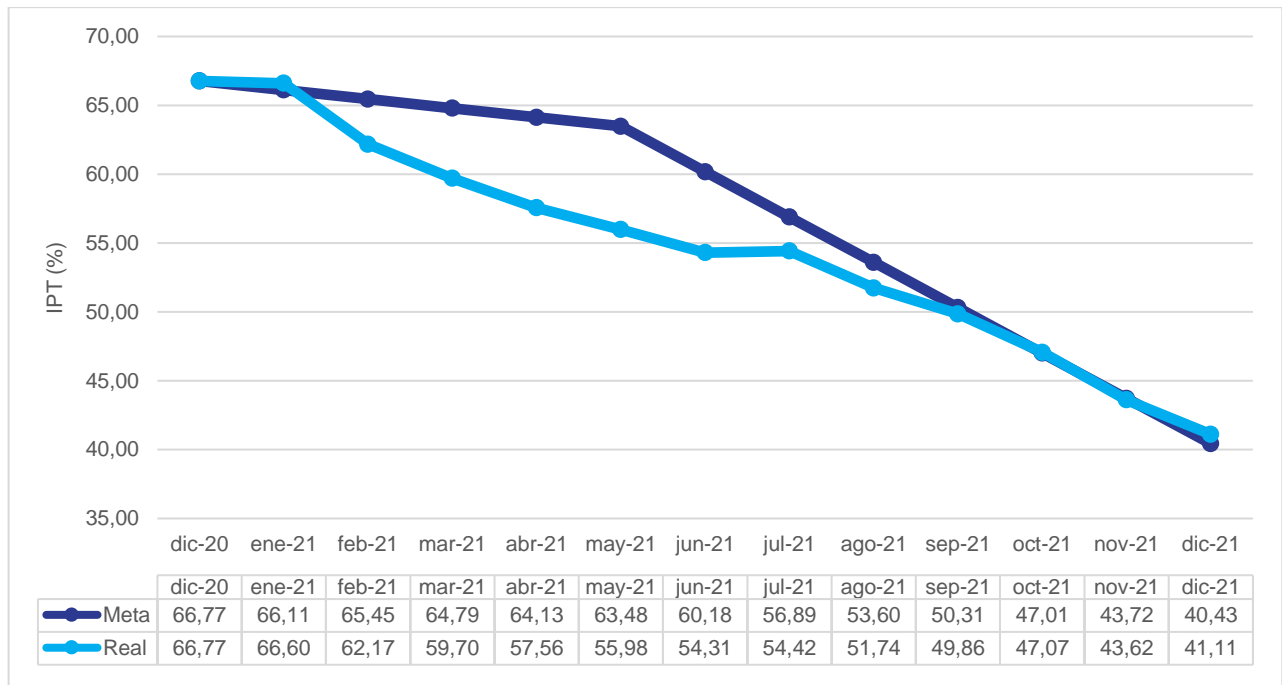
De acuerdo con Cedenaar, y como se observará más adelante, estos niveles de pérdidas y recaudo, junto con los índices de calidad, se traducen en una pérdida de eficiencia de los mercados de COCANA y Cedenaar, teniendo efectos adversos en los usuarios finales al no tener los niveles de calidad esperados al migrar al SIN, así como presentar deficiencias en la

sostenibilidad del mercado a mediano plazo. Cedenar manifestó que ha tenido que sostener las ineficiencias de estos mercados contra sus ingresos, asumiendo cargas que afectan la suficiencia financiera a corto plazo.

Como resultado de esto, Cedenar afirma que, a pesar de no contar con un plan de reducción que contemple las condiciones del mercado de COCANA, ha continuado realizando inversiones en materia de infraestructura asociada al control de pérdidas, las cuales, si bien no se encuentran expresamente en el plan, se están desarrollando y por lo tanto han alterado los ingresos esperados, costos y gastos, así como los niveles de pérdidas del mercado en conjunto.

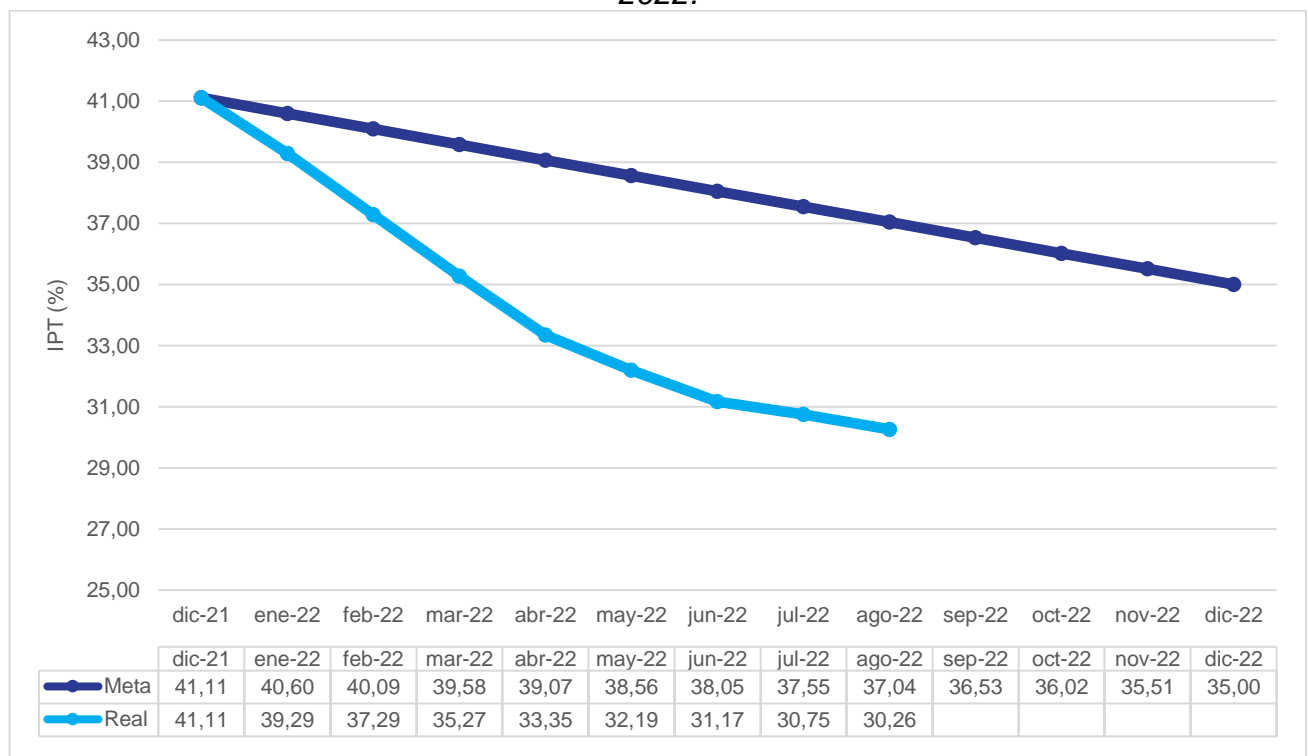
A pesar de estas dificultades y que las inversiones hechas en COCANA para gestión de pérdidas no se encuentren directamente reconocidas, los esfuerzos por parte de Cedenar en reducción del indicador de pérdidas son notables tal y como se refleja en la evolución del indicador de pérdidas comerciales ilustrado en las **Figura 27. Evolución Índice de Pérdidas Totales Cedenar – Zona COCANA. Dic. 2020 a 2021** y **Figura 28** para el año 2021 y de enero a agosto de 2022 respectivamente.

Figura 27. Evolución Índice de Pérdidas Totales Cedenar – Zona COCANA. Dic. 2020 a 2021.





Fuente: Cedonar. Seguimiento indicadores gestión de pérdidas de energía – elaboración DTGE.

Figura 28. Evolución Índice de Pérdidas Totales Cedonar – Zona COCANA. Dic 2021 – Ago. 2022.



Fuente: Cedonar. Seguimiento indicadores gestión de pérdidas de energía – elaboración DTGE.

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

4.4.3.8.3 Plan de Gestión de Pérdidas

Desde la Subgerencia de Gestión Energética de Cedenar se ejecutan una serie de actividades anualmente con los objetivos de detección de usuarios ilegales, medidores intervenidos, utilización ilegal, y reconexión ilegal, en todo del departamento de Nariño, tendientes a la recuperación de energía en pérdidas no técnicas. Lo anterior, enmarcado en el Plan de Mejoramiento de Pérdidas o Plan de Acción resumido en las directrices y actividades delimitadas en la **Tabla 50**.

Tabla 50. Resumen Plan de Mejoramiento de Pérdidas ejecutado por Cedenar.

ÍTEM	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
1	REVISIONES EFECTIVAS	Contratación de actividades por zonas. Aplicar minería de datos con sistemas de información. Optimización interfaz zentry open. Seguimiento y control a efectividad de revisiones.
2	AGILIDAD EN EL PROCESO ADMINISTRATIVO DE RECUPERACIÓN DE ENERGÍA	Oportunidad en la recuperación de energía con integración zentry open. Control permanente a las actas de revisión no conformes.
3	CONEXIÓN Y LEGALIZACIÓN OPORTUNA DE USUARIOS	Continuar con proyecto RETIE básico Análisis de fuentes de información y trabajo de campo para detección, control y legalización de usuarios Agilizar y fortalecer el proceso de nuevas conexiones en open para facturar oportunamente. Aprovechar las fortalezas de open y zentry que permitan controlar las diferentes opciones de solicitudes de conexión y seguimiento a consultas y negación de servicios. Mejorar el trámite de solicitudes virtuales
4	CONTROL A USUARIOS DESTACADOS Y OTROS COMERCIALIZADORES	Macromedición, supramedición y actualización de amarre usuario-transformador-circuito, seguimiento y control de pérdidas por transformadores, sistema de comunicación y mantenimiento. Análisis, seguimiento y control a la facturación de consumos y revisiones integrales a usuarios destacados. Análisis, seguimiento y control a sistemas de medida en fronteras. Integración software PrimeStone - Open para automatizar el ingreso de lecturas y consumos. Creación de reportes utilizando las fortalezas de Open que permitan identificar desviaciones y focalizar revisiones efectivas.
5	SOCIALIZACIÓN PLAN DE PÉRDIDAS	Aprovechar la virtualidad a través de diferentes canales para ampliar la cobertura de la socialización Ejecución de los programas de educación para un futuro sostenible de la mano con la comunidad y gestores sociales Ejecución del programa de difusión sobre uso racional y legal de la energía eléctrica con énfasis de piedemonte y cordillera. Participación en brigadas Cedenar en su hogar coordinadas por la subgerencia comercial.

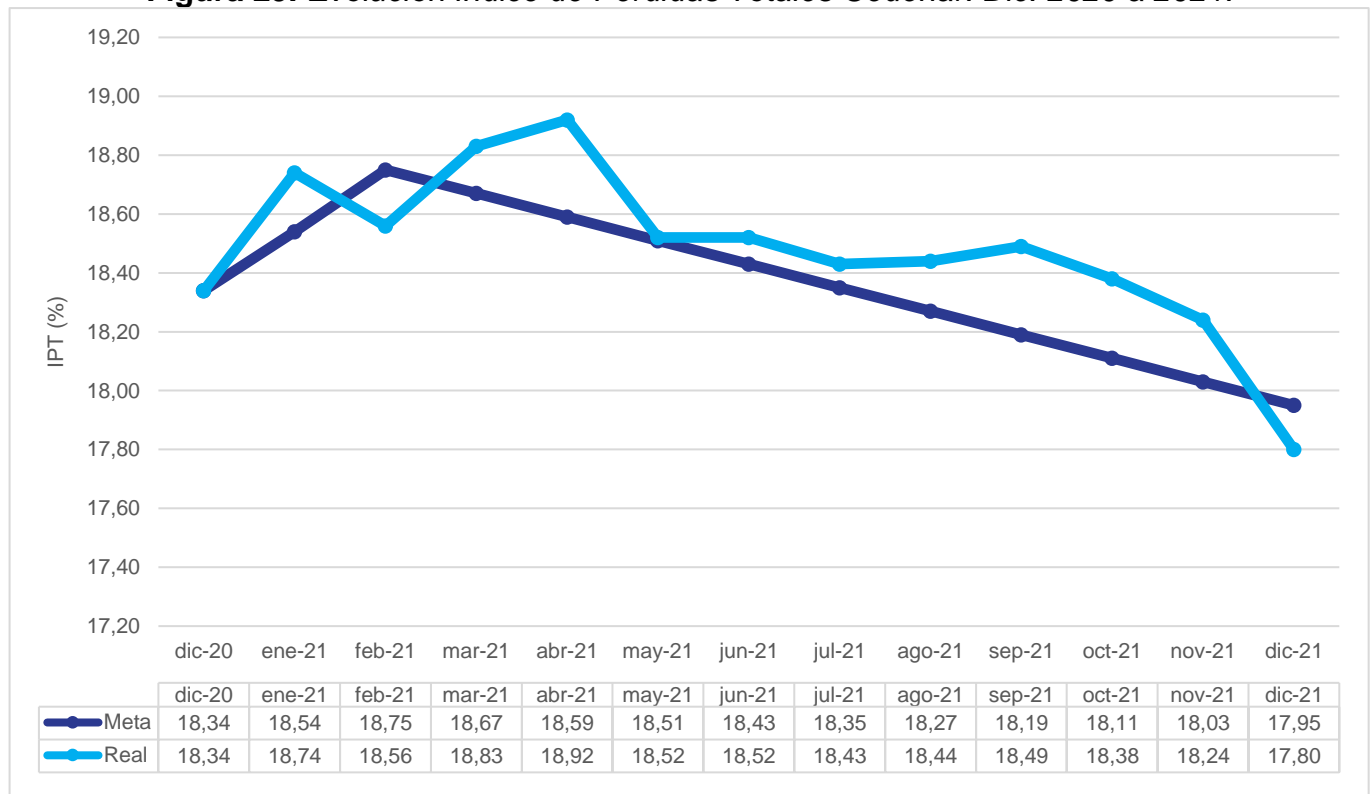
ÍTEM	NOMBRE	DESCRIPCIÓN
		Legalizar y financiar RETIE básico para usuarios de bajos recursos.

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

4.4.3.8.4 Evolución del Índice de Pérdidas Totales

Como se ha mencionado anteriormente, a pesar de que la empresa no cuenta con plan de reducción de pérdidas y se encuentra en proceso de que la CREG les apruebe uno nuevo que tenga en cuenta las condiciones y retos impuestos por la operación de la interconexión COCANA, Cedenar ha continuado con la ejecución del plan de gestión presentado anteriormente. La efectividad de la gestión por parte de la empresa se monitorea con base en el índice de pérdidas totales (IPT) definido en el numeral 7.1.4.1. del anexo general de la Resolución CREG 015 de 2018 y que es utilizado para dar seguimiento a los planes de reducción de pérdidas.

Figura 29. Evolución Índice de Pérdidas Totales Cedenar. Dic. 2020 a 2021.

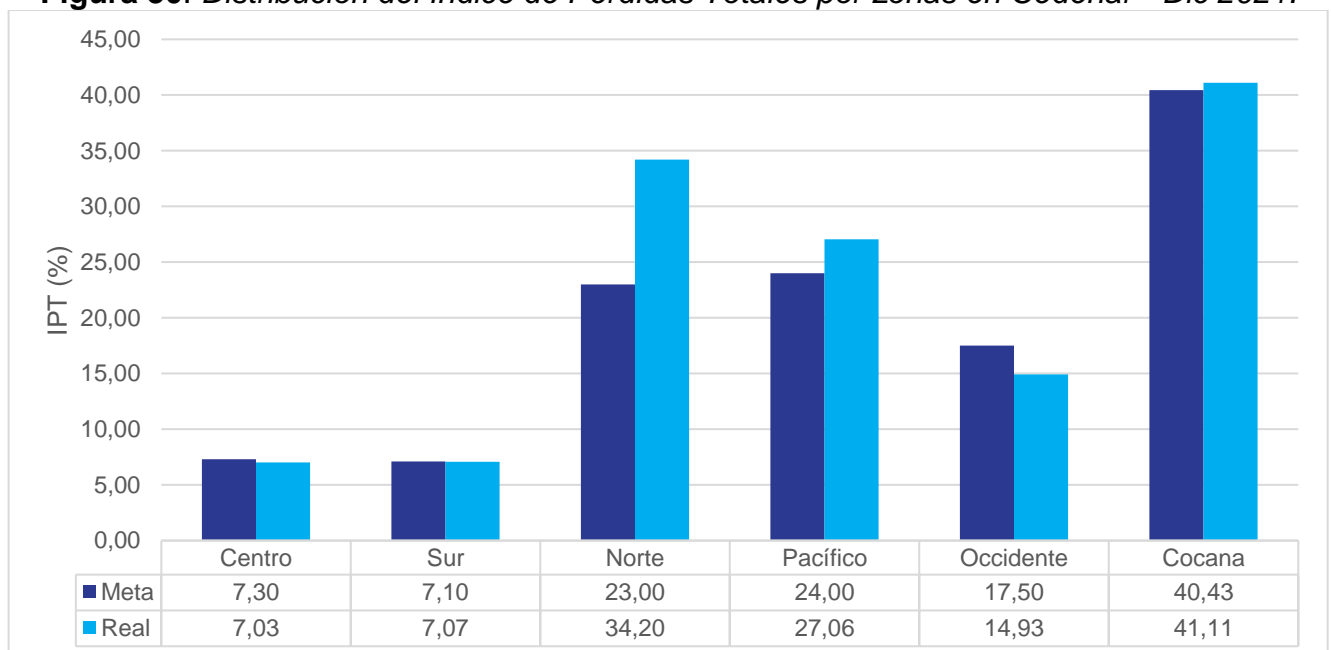


Fuente: Cedenar. Seguimiento indicadores gestión de pérdidas de energía – elaboración DTGE.

En la **Figura 29. Evolución Índice de Pérdidas Totales Cedenar. Dic. 2020 a 2021** se presenta la evolución del IPT para todo el mercado para el año 2021. En esta se observa que, si bien en ciertos periodos de tiempo el indicador estaba por encima de la meta interna de la empresa, para corte de diciembre se logró que estuviera por debajo de la meta, resultando en un IPT de 17,80%, presentando una reducción de 0,54 puntos porcentuales frente al mismo año, y 0,15 puntos porcentuales por debajo de la meta.

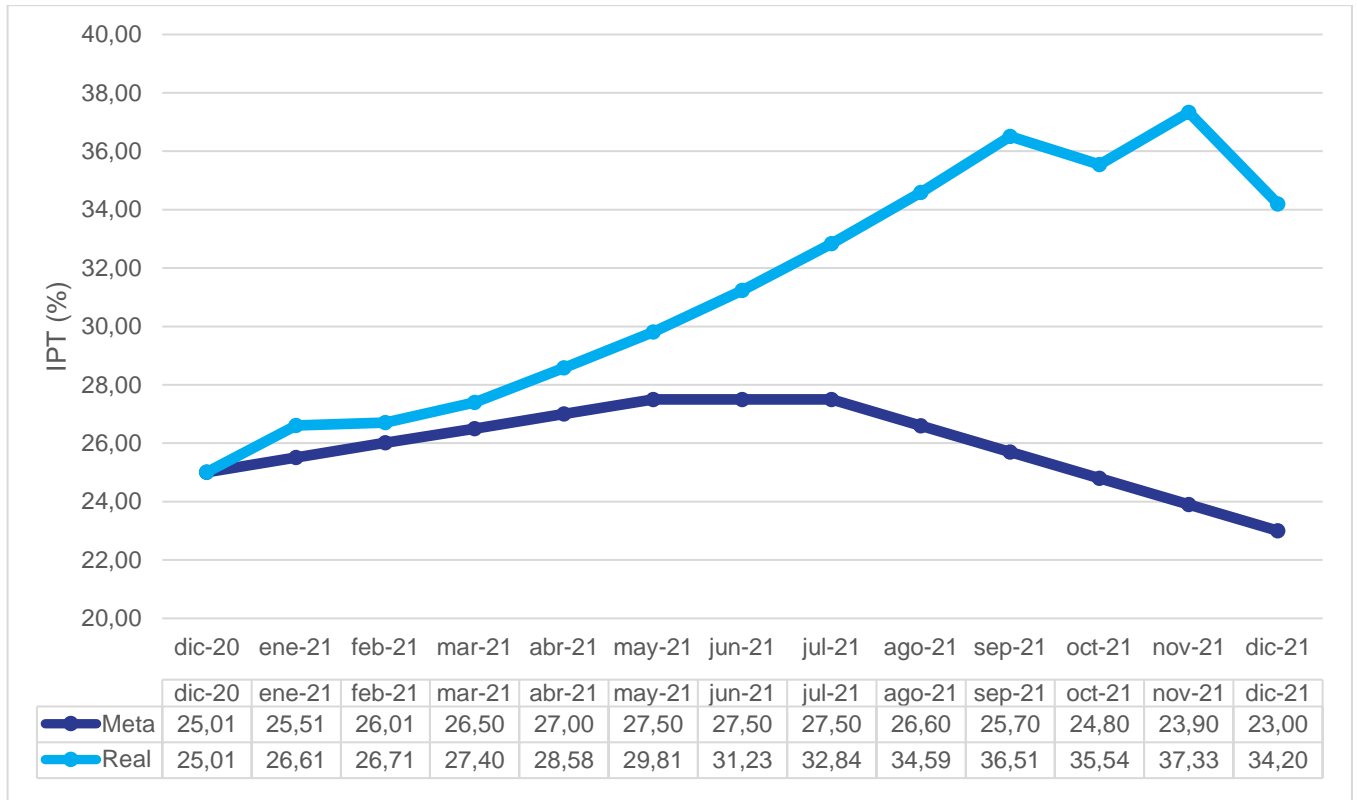
En la **Figura 30** se presenta el índice para la distribución de zonas definida por la empresa para diciembre de 2021. En este se puede apreciar la alta contribución que tiene la zona de COCANA sobre el índice, cuyo contexto fue detallado con anterioridad. Por otro lado, se observa que existen dos zonas que desde la empresa han sido críticas y que su gestión ha presentado retos y obstáculos importantes, siendo estas la zona Norte y Pacífico, de las cuales el índice de pérdidas no logró cumplir con la meta interna de la empresa. En las **Figura 31. Evolución Índice de Pérdidas Totales Cedenar - Zona Norte. Dic. 2020 a 2021.** y **Figura 32** se presenta el detalle de la evolución del indicador en estas zonas a lo largo del 2021.

Figura 30. Distribución del Índice de Pérdidas Totales por zonas en Cedenar - Dic 2021.



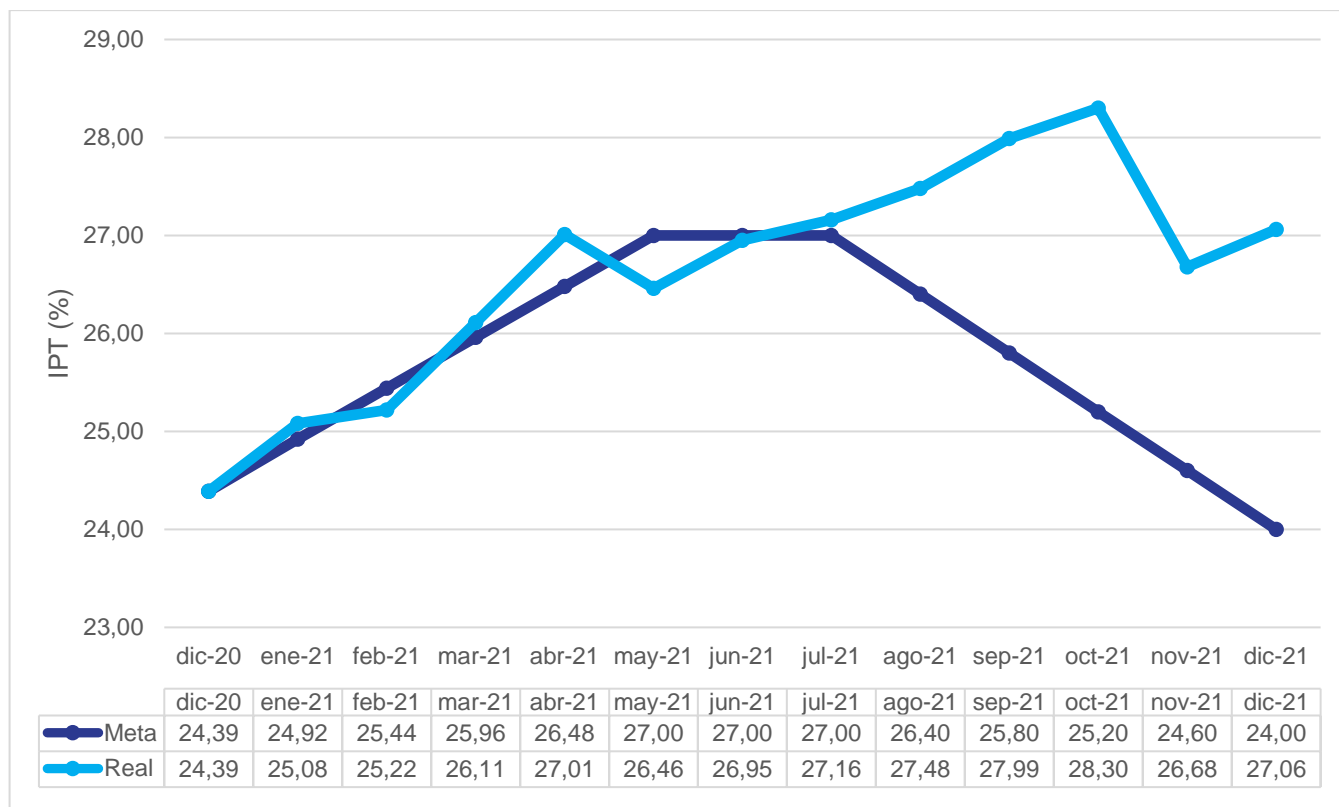
Fuente: Cedenar. Seguimiento indicadores gestión de pérdidas de energía – elaboración DTGE.

Figura 31. Evolución Índice de Pérdidas Totales Cedenar - Zona Norte. Dic. 2020 a 2021.



Fuente: Cedenar. Seguimiento indicadores gestión de pérdidas de energía – elaboración DTGE.

Figura 32. Evolución Índice de Pérdidas Totales Cedenar - Zona Pacífico. Dic. 2020 a 2021.

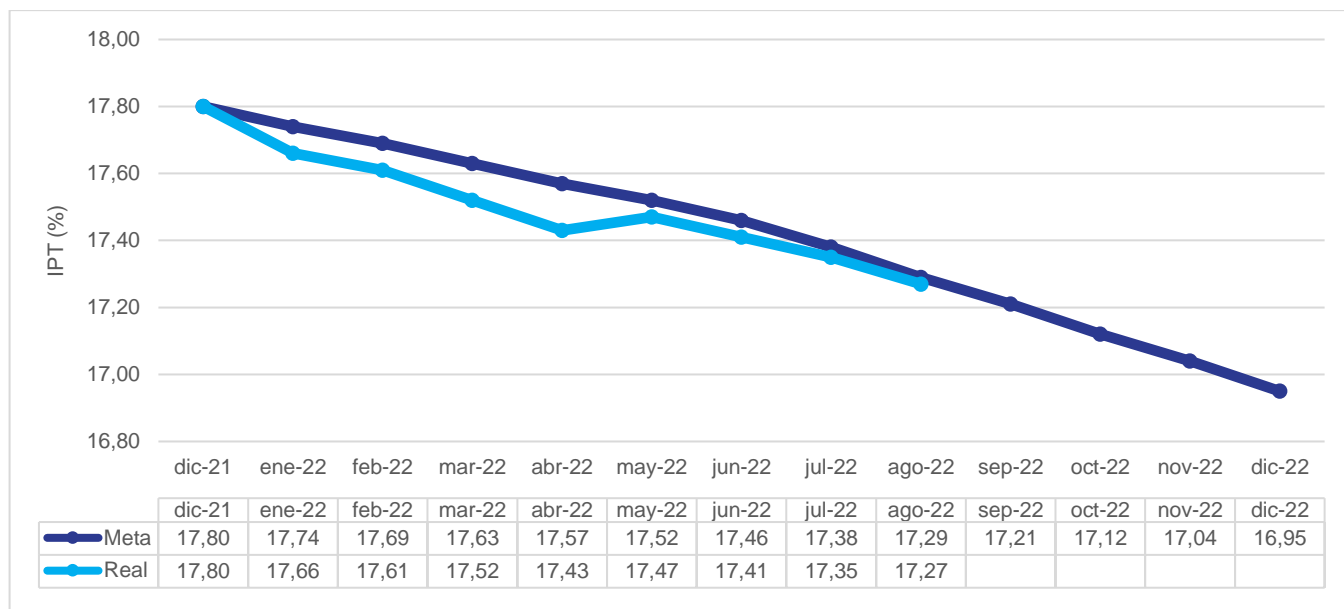


Fuente: Cedenar. Seguimiento indicadores gestión de pérdidas de energía – elaboración DTGE.

De acuerdo con la empresa estas zonas han sido de gestión sensible dado que el desarrollo de labores se ha visto restringida por situaciones de orden público y social que ha impedido el ingreso a algunas veredas de la zona norte, así como actividades en algunos barrios de Tumaco y áreas rurales de la zona. Se expresó que, a pesar de la disposición de la empresa por desarrollar labores de mejora, el acceso a estas zonas ha implicado alto riesgo a la integridad del personal.

En la **Figura 33** se presenta la evolución del IPT para todo el mercado para lo transcurrido del año 2022 a corte de agosto respectivamente. En el caso del 2022, se observa que se ha logrado que el IPT a lo largo del año cumpla con la meta establecida por la empresa, resultando en que a corte de agosto el indicador se encuentre en 17,27% el cual es inferior en 1,10 puntos porcentuales respecto al mismo mes del año anterior (Figura 29), y estando 0,02 puntos porcentuales por debajo de la meta.

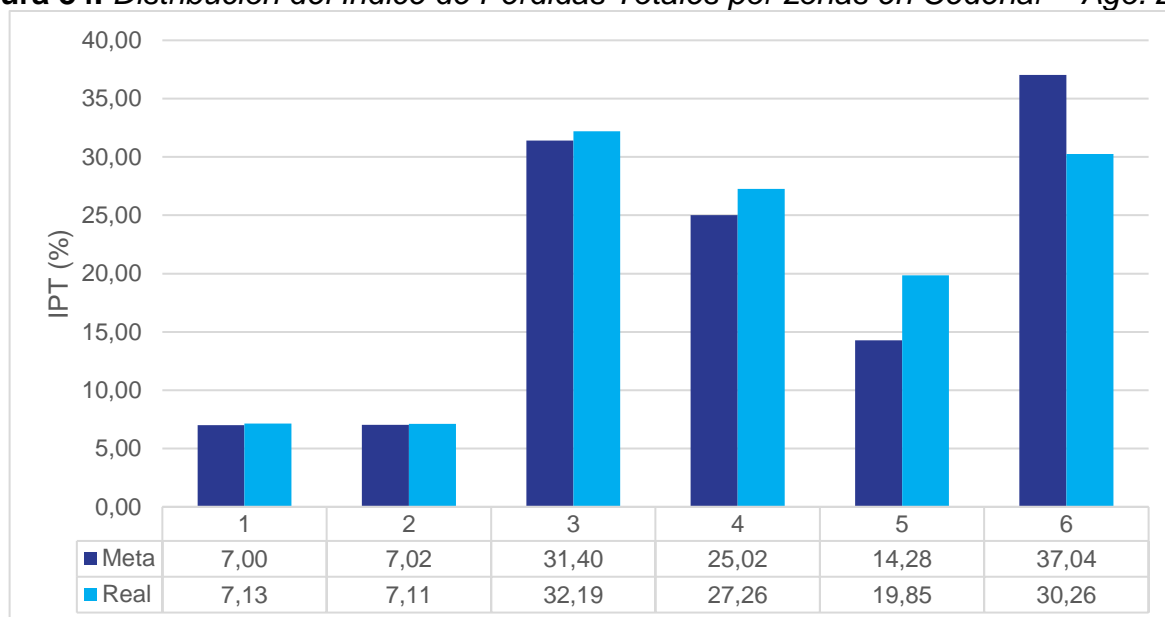
Figura 33. Evolución Índice de Pérdidas Totales Cedenar. Dic 2021 – Ago. 2022.



Fuente: Cedenar. Seguimiento indicadores gestión de pérdidas de energía – elaboración DTGE.

En la **Figura 34** se presenta el índice para la distribución de zonas definida por la empresa para agosto de 2022. En esta se puede apreciar la continua, alta contribución que tiene en la zona Norte y Pacífico; esta primera, inclusive, superando el índice de COCANA. Además, se destaca que la zona Occidente presenta una desviación importante del índice con respecto a la meta.

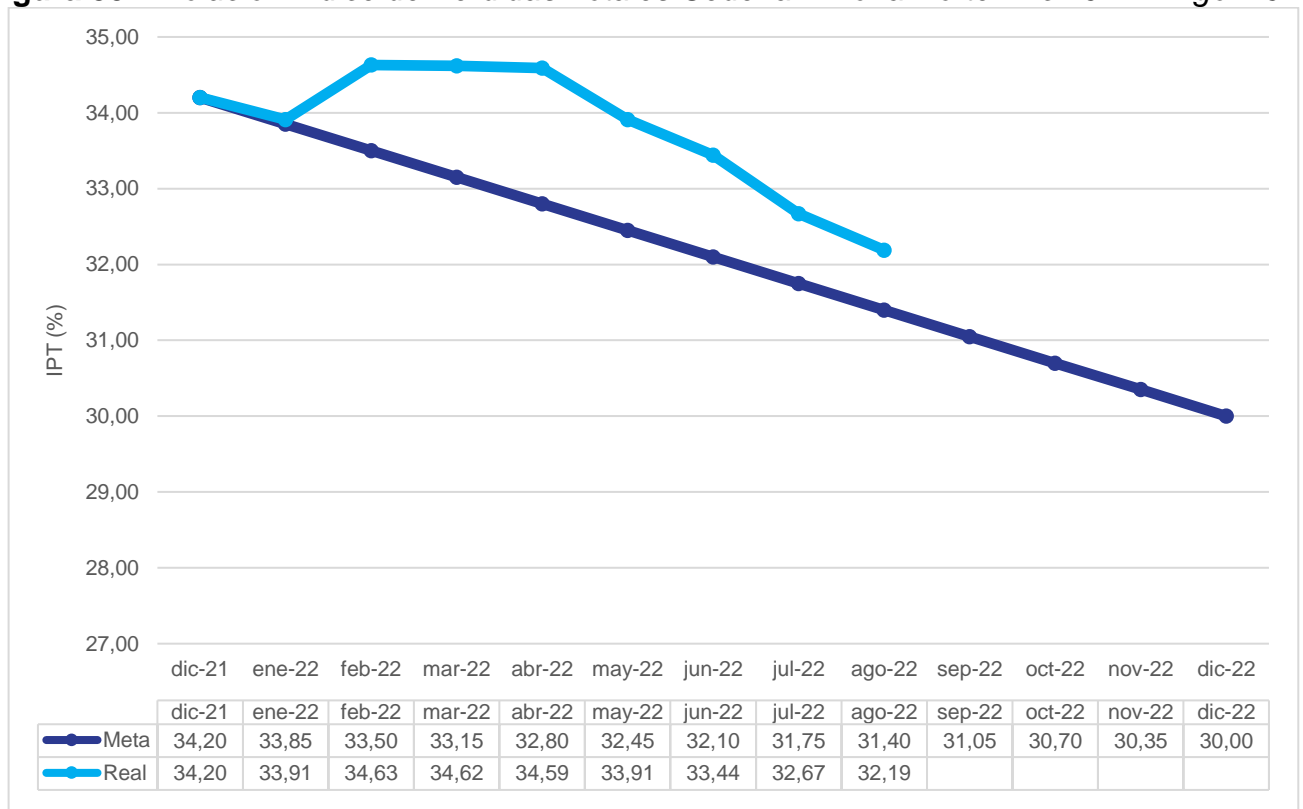
Figura 34. Distribución del Índice de Pérdidas Totales por zonas en Cedenar – Ago. 2022.



Fuente: Cedenar. Seguimiento indicadores gestión de pérdidas de energía – elaboración DTGE.

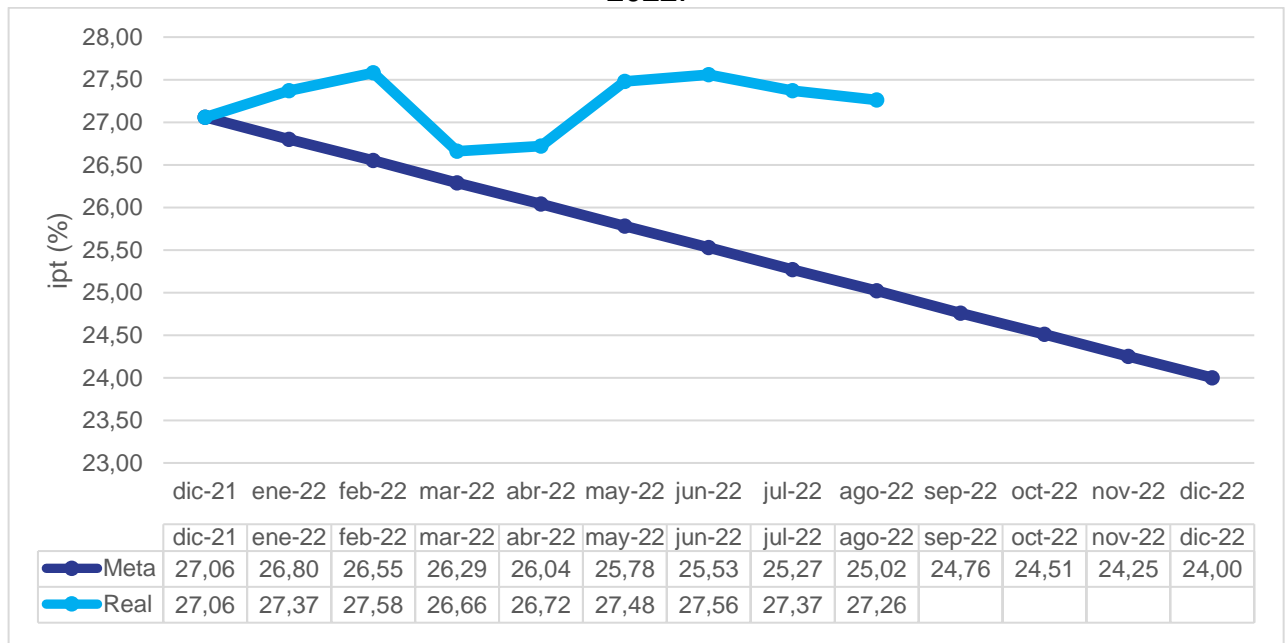
En las **Figura 35**, **Figura 36** y **Figura 37** se presenta la evolución del índice de pérdidas para la zona Norte, Pacífico y Occidente, respectivamente. En el caso de la zona Norte, se observa que la empresa ha logrado mantener una tendencia descendente del indicador a pesar de que los problemas expresados anteriormente persistan. En el caso de la zona Pacífico y Occidente el panorama no es alentador. En la zona Pacífico se mantienen las dificultades de orden público y social, limitando el desplazamiento y ejecución de actividades e incrementándose la crisis interna por desplazamientos forzados masivos causados por violencia y narcotráfico, así como paros en las carreteras. En el caso de la zona Occidente, se reportan dificultades de orden público que han afectado el desplazamiento y limitan la ejecución de actividades.

Figura 35. Evolución Índice de Pérdidas Totales Cedenar - Zona Norte. Dic 2021 – Ago. 2022.



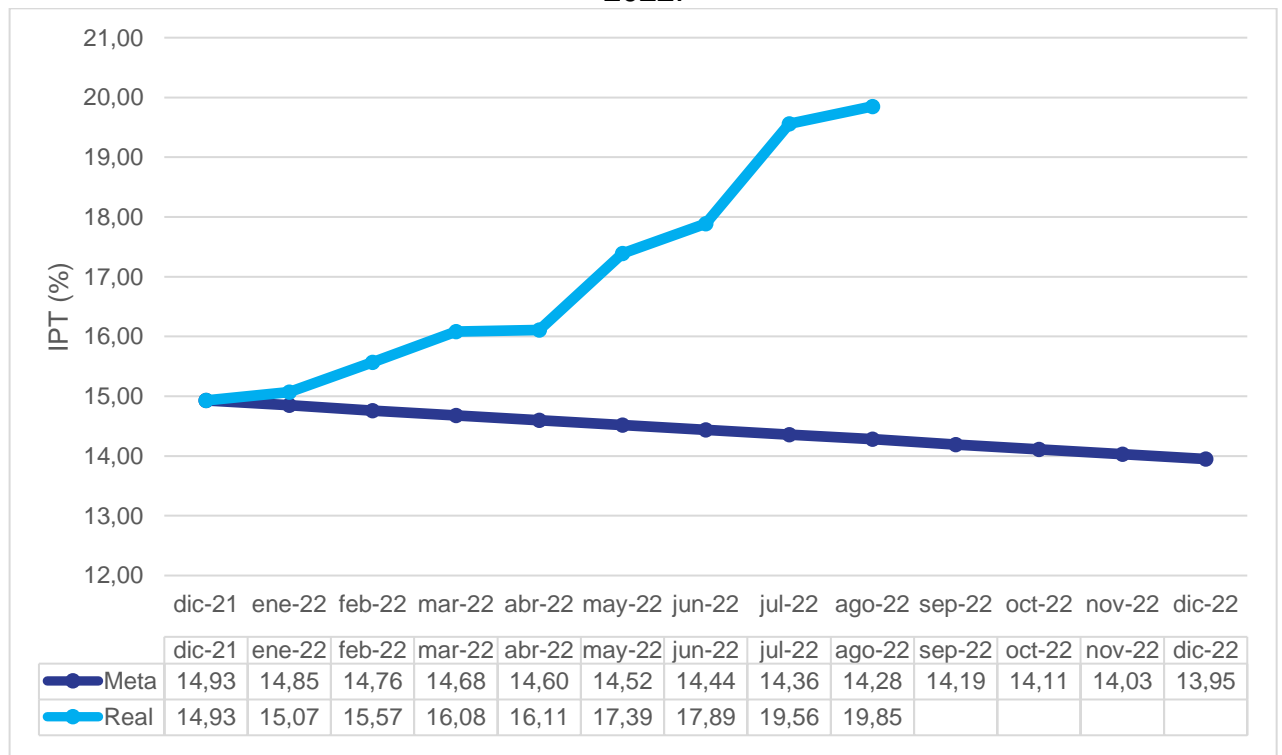
Fuente: Cedenar. Seguimiento indicadores gestión de pérdidas de energía – elaboración DTGE.

Figura 36. Evolución Índice de Pérdidas Totales Cedenar – Zona Pacifico. Dic 2021 – Ago. 2022.



Fuente: Cedenar. Seguimiento indicadores gestión de pérdidas de energía – elaboración DTGE.

Figura 37. Evolución Índice de Pérdidas Totales Cedenar – Zona Occidente. Dic 2021 – Ago. 2022.



Fuente: Cedenar. Seguimiento indicadores gestión de pérdidas de energía – elaboración DTGE.

Reconociendo que las condiciones de orden público en ciertas zonas del departamento han dificultado el desempeño de actividades en diferentes ámbitos dentro de los cuales se incluye la gestión de pérdidas, la empresa reporta que continúa haciendo esfuerzos por realizar ejecución en estas zonas.

4.4.3.9 Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE)

En el marco de la evaluación se revisaron dos aspectos de los cuales la SSPD requería aclaración, siendo estos: el reporte de accidentes de origen eléctrico al SUI y la gestión realizada por parte de la empresa en el marco de cumplimiento de distancias de seguridad.

Por otro lado, en el marco de la evaluación integral se realizó una visita al municipio de Tumaco resultado de la necesidad de conocer en terreno las condiciones expuestas por la comunidad del consejo comunitario del Río Chagüí para verificar en sitio las inconformidades manifestadas por la comunidad.

4.4.3.9.1 Accidentes de origen eléctrico

En revisión a la información previa a la visita presencial en el marco de esta evaluación, se identificó que, el reporte de la información en el formato TT5 del SUI (Accidentes de origen eléctrico), únicamente relaciona accidentes relacionados con su personal directo, en cumplimiento de lo consignado en el reglamento en el numeral 9.5: Notificación de accidentes:

«(...)

*Las empresas responsables de la prestación del servicio público de energía eléctrica, deben dar cumplimiento a lo establecido en el inciso d) del artículo 4 de la Resolución 1348 de 2009 expedida por el Ministerio de la Protección Social, en lo referente al deber de investigar y reportar cualquier accidente o incidente ocurrido con su personal directo o de contratistas en sus redes eléctricas. **Adicionalmente, deben reportar cada tres meses al Sistema Único de Información (SUI) los accidentes de origen eléctrico ocurridos en sus redes y aquellos con pérdida de vidas en las instalaciones de sus usuarios. Para ello, debe recopilar los accidentes reportados directamente a la***

empresa y las estadísticas del Instituto de Medicina Legal o la autoridad que haga sus veces en dicha jurisdicción, siguiendo las condiciones establecidas por la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios (SSPD) en su calidad de administrador de dicho sistema; el reporte debe contener como mínimo el nombre del accidentado, tipo de lesión, causa del accidente, lugar y fecha, y las medidas tomadas. Esta información será para uso exclusivo de las entidades de control, Ministerio del Trabajo, Ministerio de Salud y Protección Social y Ministerio de Minas y Energía. El incumplimiento de este requisito, el encubrimiento o alteración de la información sobre los accidentes de origen eléctrico, será considerado una violación al RETIE» (negrilla fuera de texto).

Durante la visita se le comunicó este hallazgo y se solicitó el cumplimiento y conformidad de lo anterior mediante reversión del formato TT5 para los periodos en los cuales Cedenar reportó información únicamente relacionada con accidentes internos. En la **Tabla 51** se presenta una relación de los periodos que requieren reversión y apropiado reporte.

Tabla 51. Estado de reporte y solicitud de reporte y reversión formato TT5.

Año	Periodo	Estado de reporte	Solicitud
2020	1,2,3,4	Certificado como «No Aplica».	Revisión de accidentes que no hayan sido reportados y que hayan ocurrido en el mercado para cada periodo. Reportar en caso de que tengan registros de accidentes.
2021	1,2,3,4	Reportado y certificado.	Reversión del formato por calidad de información. Se debe reportar los accidentes de origen eléctrico en el mercado para cada periodo.
2022	1,2, 3	Reportado y certificado.	Reversión del formato por calidad de información. Se debe reportar los accidentes de origen eléctrico en el mercado para cada periodo.

Fuente: SUI – elaboración DTGE.

En el marco de los compromisos adquiridos, Cedenar se encuentra gestionando las respectivas reversiones. Adicionalmente, se solicitó el detalle de los accidentes de origen eléctrico en el mercado de Cedenar. En la actualización reportada, se informa que, durante el año 2022 no se registraron accidentes de origen eléctrico en personas; sin embargo, se registró un accidente a

un predio detallado en la **Tabla 52**. *Accidentes de origen eléctrico en el mercado de Cedenar durante el año 2022.*

Tabla 52. *Accidentes de origen eléctrico en el mercado de Cedenar durante el año 2022.*

Descripción general	Fecha del accidente	Hora	Dirección	Observación / receptor de la afectación
Afectación de un lote de Liliana Rojas ubicado en la vereda San Bernardo Guaitara del municipio de Sandona se presenta un daño en el transformador de 45 kVA que presta servicio en este sector causado por la acción del viento que acerca una rama al seccionador lo que causa su disparo afectando cerca de 1 hectárea de caña de azúcar de 11 meses de sembrada no se presentaron afectaciones a personas.	13 de marzo de 2022	15:05	Vr San Bernardo Guaitara	Predio con cultivo

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.



Es de resaltar que se requiere que Cedenar reporte los accidentes eléctricos durante el año 2021 y que se haga una verificación de existencia de accidentes eléctricos durante el año 2020 y reportarlos en caso de que los haya.

4.4.3.9.2 Distancias de seguridad

En el marco del RETIE, en el numeral 5.3, los operadores deben adoptar medidas que permitan identificar y mitigar el riesgo por distancias de seguridad. Con base en esto, se solicitó a Cedenar durante la visita presentar las medidas que ha implementado con el fin de dar cumplimiento a lo dispuesto en el RETIE.

Cedenar expone que, desde diciembre de 2018, implementó y se encuentra ejecutando el programa PREVENCIÓN DEL DAÑO ANTIJURÍDICO, cuyo objetivo es prevenir la ocurrencia de accidentes de origen eléctrico con motivo de violación de las distancias mínimas de seguridad.

Resultado de lo anterior, se encuentra en operación un módulo en el Software SICADF en el cual se registran de manera cronológica los incumplimientos respecto al artículo 13.1 del RETIE, como consecuencia de las construcciones que hayan tramitado o no una licencia de

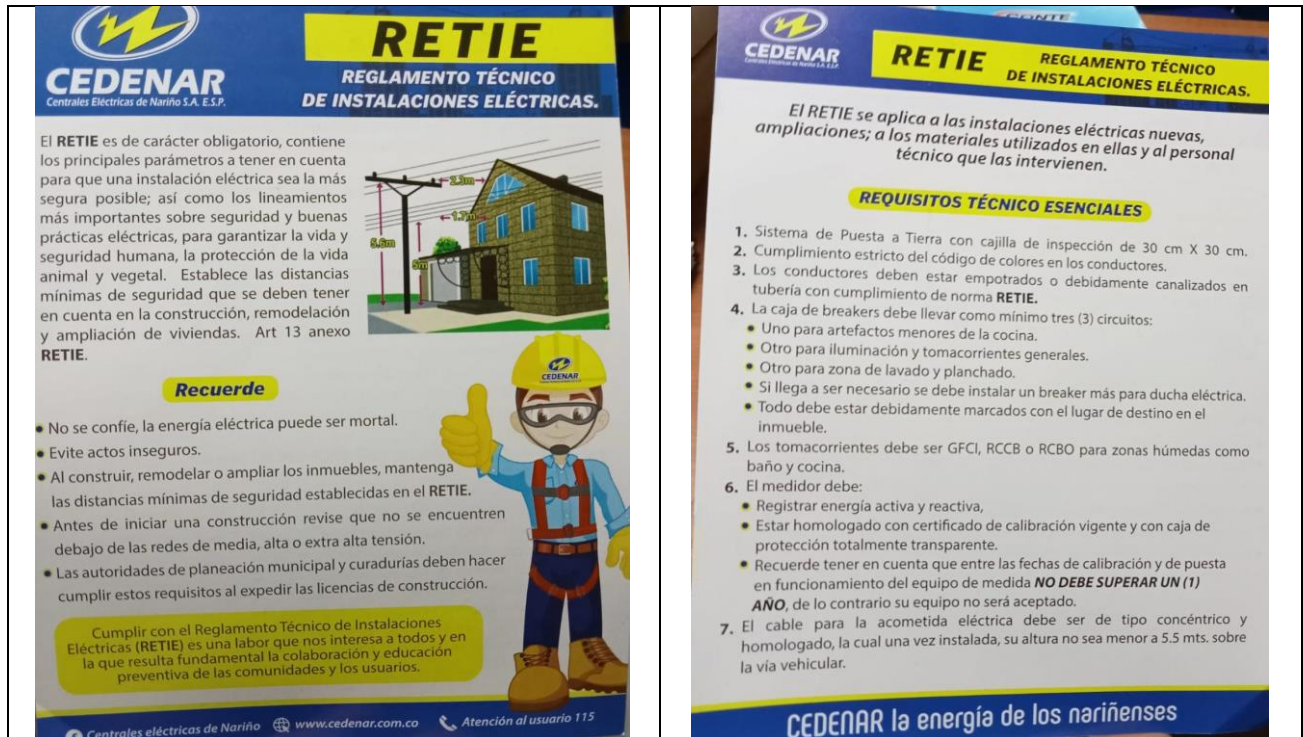
 <p>Superservicios Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios</p>	<p>INFORME DE VIGILANCIA O INSPECCIÓN ESPECIAL, DETALLADA O CONCRETA</p>	 <p>SIGME</p>
---	---	---

construcción. A continuación, se presenta el proceso aplicado por la empresa para identificar, monitorear y resolver los casos relacionados.

«El proceso inicia con la solicitud a las curadurías urbanas de la información respecto a las licencias de construcción que se expiden en un periodo de un mes, posteriormente se realiza una visita técnica a cada uno de los predios donde se están realizando los trabajos de construcción, remodelación o ampliación y de encontrarse alguna no conformidad respecto a las distancias de seguridad en relación a una red eléctrica de alta, media o baja tensión preexistente, se realiza una socialización en campo, haciendo énfasis en el tipo de incumplimiento y los riesgos presentes y futuros a los que se está exponiendo el constructor, a sus trabajadores o quien posteriormente habiten la construcción.»

Después de realizar unas recomendaciones de seguridad para que se implemente de manera inmediata si es el caso, se procede a suscribir un acta que se firma por los socializadores y por quien recibe la socialización, que puede ser el maestro de la obra, el ingeniero responsable de la construcción, el ingeniero residente de obra o el propietario de la construcción.

Figura 38. Cartilla informativa de requerimiento de seguridad según el RETIE.



Fuente: Cedenar.

Seguidamente se informa a quien o quienes se socializo, que es necesario que el otorgante de la licencia de construcción visite las instalaciones de CEDENAR S.A E.S. en la sede del área de influencia, para que se realice una exposición amplia sobre las alternativas técnicas que se podría implementar a fin de restablecer las distancias de seguridad e intervenir el riesgo que se ha potencializado.

Para el seguimiento y la trazabilidad de las acciones, el aplicativo tiene SEIS estados REVISADO Y DIGITADO, SEGUIMIENTO, ACUERDO DE PAGO, PENDIENTE, FINALIZADO, NO ACUERDO Y PROCESO JURIDICO.

Hasta la fecha se ha suscrito 1104 actas de prevención del daño antijurídico, de las cuales 540 se han finalizado, 102 se encuentran en acuerdo de pago, 106 están revisadas y digitalizadas, 294 están en seguimiento, 46 en proceso jurídico y en 16 construcciones no hay acuerdo por lo tanto pasaran a proceso jurídico.

Figura 39. *Interfaz de aplicación para monitoreo. Arriba: registro de caso particular. Abajo: monitoreo de visitas de inspecciones técnicas.*



Inspección Técnica RETIE (0548)

Información General (DT RETIE) | Nuevas | Aspectos | Información General (Socialización) | Aspectos (Socialización)

Fecha: 05/08 Ciudad: Pisco Barrio: []

Cargamento: [] Vereda: [] Licencia Construcción: [] Numero Licencia: [] Nivel Expositivo: []

No. Medidor: NO ACCESIBLE Comercializador: CEDENAR Circuitos: [] Nivel de Tensión: A KVV: 220 Tipo de Uso: Residencial

Coordenadas: [] MEDO Referencial: [] Otra Referencia: []

Actualizar

Acceso por sistema pago

Fecha	Observación	Autor	Estado
2019-09-20		smec1	Revisado y Digitado
2019-10-11	se presenta en esta oficina y se solicita que cancelen una parte del costo que implica restablecer las distancias de seguridad	reles	Acuerdo pendiente pago

Inspección Técnica RETIE

Fecha Inicial: 2019-01-01 Fecha Final: 2022-10-19 Criterio de Búsqueda: []

Número	Fecha	Dirección	Ciudad	Propietario	Teléfono	Socializado	Teléfono	Coordenada 1	Coordenada 2	Estado	Estado
0574	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		ELIANA BURELLI	117498313	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0575	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		RENZO PABLO VITTI GUACAY	117498312	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0576	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		MELIA PATRICIA CASAGHNEY	115089135	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0577	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		DAVID RICO	115089136	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0578	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		ELSA PORTILLO ESPERANZA	113321960	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0579	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		FRANCISCA CARRERA BRALDO	117498310	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0580	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		EDGAR RODRIGUEZ	118489519	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0581	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JOSE CASTRO	114601198	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0582	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JOSE CASTRO	114601198	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0583	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		CARLOS GILLOTA	117498317	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0584	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		ANTONIO EDUARDO BUNIA	115440610	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0585	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN ALBERTO BARRAZUELA	115440610	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0586	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		MARCELA BARRAZUELA	117778467	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0587	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JOSE ANDRÉS GUAYE	118000044	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0588	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		RENZO CORDOVA	115440610	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0589	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		LUIS ANAOLCA	117498318	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0590	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JOSE ENRIQUE MEDINA	117798847	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0591	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JOSE ANDRÉS MEDINA	117798848	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0592	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0593	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0594	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0595	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0596	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0597	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0598	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0599	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0600	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0601	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0602	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0603	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0604	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0605	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0606	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0607	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0608	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0609	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0610	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0611	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0612	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0613	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0614	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0615	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0616	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0617	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0618	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0619	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0620	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0621	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0622	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0623	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10
0624	2020-02-24	RD CABA 16 - PARRAL DE... Pisco		JUAN CARLOS BARRAZUELA	117798849	SI	945617000	-11.41.35.764	-77.38.37.810	Finalizado	2020-08-10

Fuente: Cedenar.

En las inspecciones de campo y a los usuarios que visitan las oficinas de redes en las poblaciones donde se está desarrollando el programa, se entregan volantes en los que se resalta gráfica y con textos, las distancias de seguridad del artículo 13 del RETIE y otros aspectos relacionados con la seguridad.

Finalmente documentaremos uno de los casos de incumplimiento de las distancias de seguridad que fue intervenido y cerrado satisfactoriamente.»

Con base en lo anterior, se nota una adecuada gestión por parte de la empresa con respecto a la detección, trazabilidad e intervención de casos de riesgo relacionados con distancias de seguridad.

4.4.3.10 Visita de inspección en el municipio de Tumaco

En el marco de la evaluación integral se realizó una visita de inspección a las veredas La Honda, Nueva Vista y Las Mercedes, la cuales pertenecen al consejo comunitario del Río Chagüí en el municipio de Tumaco, debido a la necesidad de conocer en terreno las condiciones sobre la prestación del servicio expuestas por la comunidad de dicho consejo.

4.4.3.10.1 Contexto

La SSPD tuvo conocimiento mediante redes sociales, al igual que por la remisión de una comunicación del operador de red Cedenar (a través de correo electrónico) del fallecimiento de dos menores de edad en un incendio, ocasionado presuntamente por una falla eléctrica en el transformador de distribución que alimentaba la vivienda donde las menores vivían. Predio, que se encuentra localizado en la zona rural del Distrito de Tumaco.

Situación a partir de la cual, se iniciaron acercamientos con la alcaldía del Distrito de Tumaco para solicitar el apoyo de esta entidad territorial y poder conocer más detalles respecto de este accidente.

En atención a lo expuesto, se adelantaron las siguientes acciones por parte de esta Superintendencia:

- La Dirección Territorial Suroccidente de la SSPD, localizada en la ciudad de Cali, generó la comunicación SSPD No. 20228503596991 de agosto 12 de 2022, en la que se solicitó a Cedenar una serie de información que permitiera dar claridad a la situación acontecida.
- El día 23 de agosto de 2022, se remitió por parte de la DTGE dos oficios:

- I. Radicado SSPD 20222203720981 a Cedenar, en el que se le efectuó un amplio requerimiento técnico que permitiera a los profesionales de la DTGE, conocer aspectos característicos de las redes eléctricas cercanas al sitio del siniestro.
 - II. Radicado SSPD No. 20222203727341, informando a la Alcaldía de Tumaco sobre las acciones que había iniciado la Superintendencia en cuanto a recolectar información asociada al accidente ocurrido en la vereda Nueva Vista que pertenece al concejo comunitario del Río Chagüí del municipio de Tumaco.
- En paralelo con lo anterior, profesionales de la DTGE se comunicaron con el gestor territorial del Punto de Atención Superservicios (PAS) localizado en el distrito de Tumaco, solicitando aclaración respecto a lo ocurrido en el concejo comunitario del Río Chagüí y se inició la elaboración de un informe preliminar de lo sucedido, sin embargo, no se contó con una fuente objetiva de los hechos debido a que la Alcaldía de Tumaco y el operador de red Cedenar aún no habían logrado ingresar al lugar del accidente.
 - Posteriormente, el 25 de agosto de 2022, se participó en la primera mesa de trabajo virtual y presencial en donde hizo presencia la señora vicepresidenta de la República, y en ella se realizaron varios compromisos entre los representantes de los Consejos Comunitarios, la Alcaldía de Tumaco, y Cedenar. Debido a que los representantes de los Consejos Comunitarios no solo manifestaron su inconformidad sobre el accidente ocurrido, sino que además expusieron su preocupación y malestar sobre la prestación del servicio de energía eléctrica en los territorios, pues informaron que, a la fecha, existían muchos usuarios sin servicio de energía y que la prestación del servicio era de muy mala calidad.
 - Además, solicitaron a la empresa realizar mantenimientos a la red eléctrica y los transformadores asociados a esta. Finalmente se acordó llevar a cabo una segunda mesa de trabajo el 7 de septiembre de 2022, con el fin de realizar el seguimiento de los compromisos establecidos en la primera mesa de trabajo.
 - La DTGE recibe respuesta por parte de Cedenar de la solicitud de información remitida bajo el radicado SSPD No. 20222203720981, la cual fue registrada en el sistema de gestión documental de la Superservicios bajo el radicado SSPD No. 20225293418052

del 02 de septiembre del año en curso. Comunicación que fue analizada por los profesionales de la Entidad, con el ánimo de encontrar posibles incumplimientos o aspectos que hubiesen aportado al evento presentado y que al parecer terminó con la vida de los menores ya mencionados, así como un insumo para la visita a terreno que se tenía programado desarrollar en el mes de septiembre.

- Se asistió a la segunda mesa de trabajo celebrada el 7 de septiembre de 2022, la cual se hizo de forma presencial en la ciudad de Tumaco, y en esta asistieron representantes de la comunidad, representantes del Ministerio de Minas y Energía, representantes de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, la señora alcaldesa del distrito de Tumaco y la secretaria de planeación del municipio, representante de la Procuraduría Regional, personera del municipio de Tumaco y, el gerente general, en compañía del subgerente de distribución de Cedenar.
- La mesa de trabajo se desarrolló en el marco del seguimiento a los compromisos establecidos previamente. La asistencia de los profesionales de la DTGE se dio en el marco de las funciones de inspección, vigilancia y control de la Superservicios, debido a los temas expuestos por la comunidad en cuanto a la deficiente prestación del servicio de energía en esas comunidades y a la falta de claridad sobre lo acontecido con el accidente de las menores de edad.

Por lo tanto, a partir de todo lo expuesto, surgió, en principio, la necesidad de conocer en terreno las condiciones expuestas por la comunidad del consejo comunitario del Río Chagüí para verificar in situ las inconformidades manifestadas por la comunidad. Por tal motivo, la alcaldía solicitó a la Superservicios realizar visita a los territorios para inspeccionar lo manifestado por los usuarios y quedó establecido el compromiso de una visita que permitiera tener mayor claridad de lo ocurrido con el accidente que involucró a las dos menores de edad, así como de la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica suministrado por Cedenar.

4.4.3.10.2 Presentación inicial

El 20 de septiembre de 2022 se efectuó la reunión de apertura a la visita, en la que participaron:

- La secretaria de planeación de la Alcaldía de Tumaco y un miembro de su equipo de trabajo.
- Representantes de la empresa Cedenar, liderados por el ingeniero David Montaña, en calidad de jefe de zona.
- Miembros del Consejo Comunitario del Río Chagüí.
- Un funcionario de la Personería Municipal de Tumaco
- Los miembros de la Superservicios antes mencionados

Lo anterior, con el fin de tratar aspectos logísticos del recorrido, como son: la hora de salida, la cantidad de personas que se dirigirían hacia diferentes veredas del consejo comunitario del Río Chagüí, el alcance del recorrido y los aspectos a evaluar dentro de la visita técnica por parte de la SSPD, en especial el traslado a la vereda Nueva Vista, lugar del accidente en donde perdieron la vida dos menores de edad.

Figura 40. Reunión de apertura para la visita de inspección conjunta. Visita Tumaco.



Fuente: Registro fotográfico SSPD 20 de septiembre de 2022

En la citada reunión, de común acuerdo, se definió que el recorrido se realizaría desde las 7 de la mañana, iniciando con la visita a la subestación Las Brisas, ubicada en la vereda La Honda, y posteriormente se recorrería las veredas Nueva Vista y Las Mercedes inspeccionando tanto las redes de baja tensión como redes de media tensión.

4.4.3.10.3 Visitas de inspección técnica

De acuerdo con la información remitida por el prestador, las quejas de la comunidad y la solicitud de la Alcaldía de Tumaco para realizar la respectiva verificación de la prestación del servicio, en esta sección se presentan los datos recopilados y verificados en las visitas de inspección a la infraestructura eléctrica operada por Cedenar en las distintas veredas del consejo comunitario del Río Chagüí.

➤ **Subestación eléctrica Las Brisas 34,5/13,8 kV**

El 22 de septiembre de 2022, se realizó el recorrido a partir de las 7 de la mañana, en el cual se visitó inicialmente la subestación eléctrica Las Brisas ubicada en la vereda La Honda, en donde se tomaron los debidos registros fotográficos y se inspeccionó las redes de media y baja tensión que llegan y se distribuyen desde esta subestación, la cual tiene un transformador de potencia de 3,5 MW con nivel de transformación 34,5/13,8 kV, desde donde se distribuyen dos circuitos en 13,8 kV de la siguiente manera:

- Circuito 1 - aguas arriba del Río Chagüí hasta la vereda Los Limones y aguas abajo del Río Chagüí hasta La vereda Chajal.
- Circuito 2 - desde la subestación Las Brisas hasta el concejo comunitario del Río Mexicano, utilizando el nivel inferior de la infraestructura construida para la línea 34,5 kV que interconecta la subestación Las Brisas.

Figura 41. *Subestación eléctrica Las Brisas – vereda La Honda.*



Fuente: Registro fotográfico SSPD 21 de septiembre de 2022.

Continuando con el recorrido, se visitó la vereda Nueva Vista, lugar del accidente de las dos menores de edad reportado por la comunidad en la mesa sostenida en las instalaciones de la Alcaldía del distrito de Tumaco, con el ánimo de hacer el levantamiento fotográfico de:

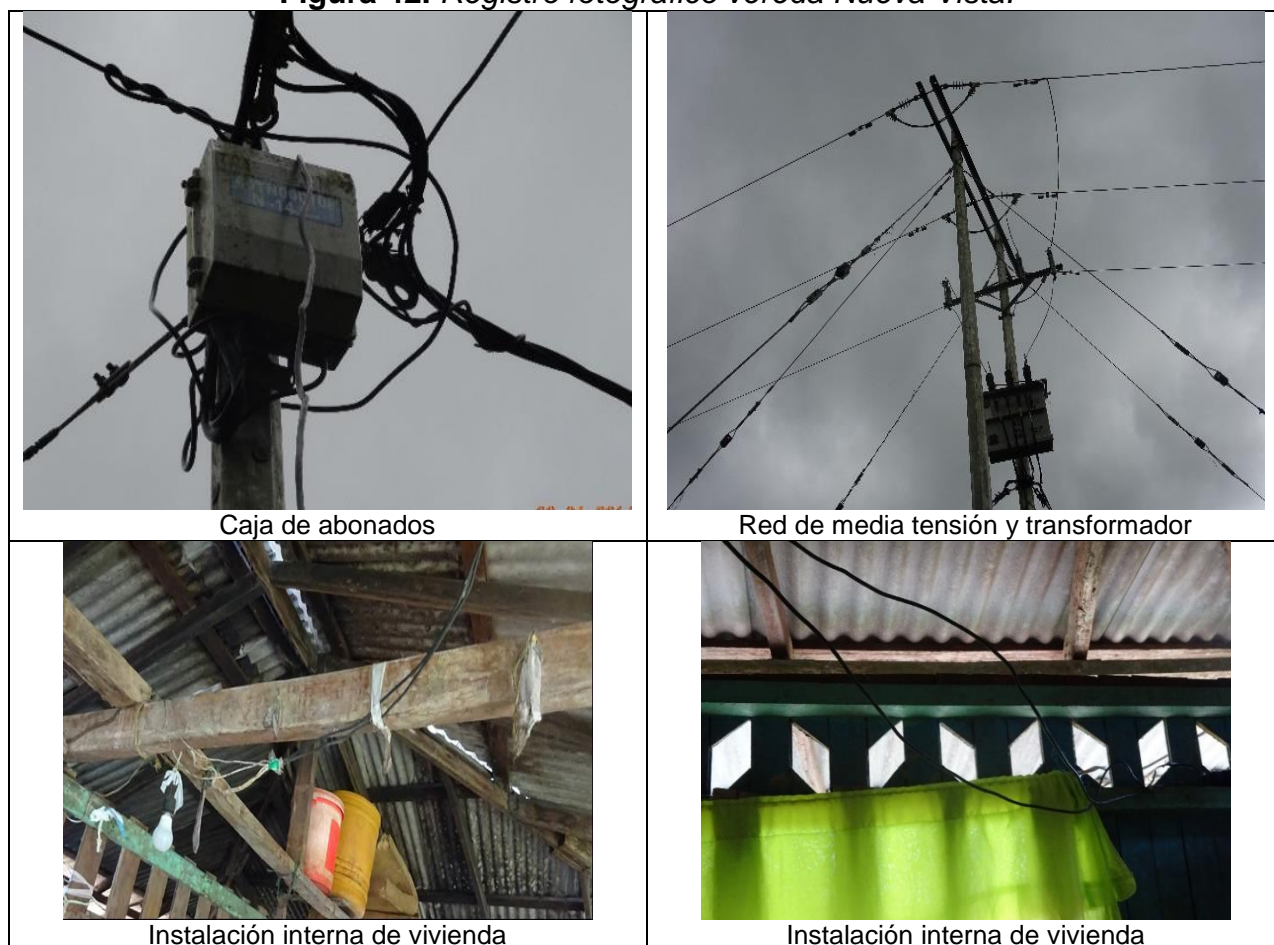
- El área del siniestro.
- Las redes eléctricas que alimentan el transformador de la vereda en mención.
- El transformador de donde se conectan los usuarios cercanos a la vivienda afectada.
- Las redes de baja tensión.
- La caja de abonados de donde conectan las acometidas de los usuarios del área.
- La acometida que alimentaba la vivienda del accidente.

Ejercicio donde se observó que, tanto el transformador como las redes de baja tensión, se encontraban en buen estado. Condición similar se observó al revisar la caja de abonados y sus barrajes de fase y neutro.

Ahora bien, cabe destacar que se encontraron conexiones antitécnicas (empalmes de conductores desconociendo especificaciones técnicas) aguas abajo del medidor de cada una de las viviendas hacia las instalaciones internas de los predios, lo cual, genera una condición de riesgo alta, que al momento de materializarse, podría afectar seriamente la vivienda ante

cualquier contacto continuo entre los empalmes del cableado interno y el material de la vivienda, que en la mayoría de los casos es de madera.

Figura 42. Registro fotográfico vereda Nueva Vista.



Fuente: Registro fotográfico SSPD 21 de septiembre de 2022.

Posteriormente, se visitó la vereda Las Mercedes, donde conjuntamente con el presidente de la junta y algunos usuarios de dicha vereda, se realizó un recorrido al interior de la misma, registrando las quejas con respecto a la falta de instalación de medidores individuales en algunas viviendas, razón por la cual algunos usuarios usan una sola acometida para alimentar más de dos viviendas, situación que puede desencadenar un accidente de origen eléctrico, pues las instalaciones eléctricas y sus empalmes se realizan de manera antitécnica.

Teniendo en cuenta esto último, desde la Superintendencia se hizo un llamado al jefe de la zona Pacífico de Cedenar, ingeniero David Montaña, para que desde la empresa se inicie un

proceso de gestión encaminado a concientizar y orientar a los usuarios para que realicen una adecuada instalación interna y de esta manera evitar posibles accidentes de origen eléctrico debido a los malos contactos y falta de aislamiento en los empalmes del cableado interno.

Figura 43. Registro fotográfico vereda Las Mercedes.





Cajas de abonados con puntos de conexión disponibles
Fuente: Registro fotográfico SSPD 21 de septiembre de 2022.

Por último, al terminar el recorrido por las veredas del consejo comunitario del Río Chagüí, se realizó reunión de cierre en la sede urbana de Tumaco que pertenece al consejo comunitario del Río Chagüí, con el fin de establecer los compromisos que se pactaron luego de lo evidenciado en la visita, principalmente en cuanto al mantenimiento que se está realizando en las redes eléctricas de media tensión y adicionalmente por la falta de instalación de medidores individuales en la vereda Las Mercedes, lo cual puede ocasionar accidentes de origen eléctrico al interior de las vivienda.

Es importante resaltar que Cedenar está realizando los mantenimientos en la subestación Las Brisas y sus redes eléctricas asociadas, lo cual se evidenció por parte de la comisión pues se encontró a los técnicos de la empresa realizando estas actividades en campo, mantenimientos que permitirán que los usuarios de los consejos comunitarios perciban una mejor prestación del servicio de energía.

Figura 44. Reunión de cierre visita de inspección conjunta.



Fuente: Registro fotográfico SSPD 21 de septiembre de 2022.

➤ **Información adicional enviada por la alcaldía de Tumaco**

Teniendo en cuenta los compromisos acordados en la reunión de cierre del día 21 de septiembre, la Alcaldía de Tumaco remitió a esta entidad los archivos correspondientes al proyecto de electrificación para interconectar 5 consejos comunitarios. Dentro de la información remitida, se encuentran los siguientes ítems y documentación asociada:

- 2. Actas Recibo Obra
- 6. Presupuesto Final
- 9. Planos As Built
- 10. Certificación RETIE
- 11. Actas de Energización
- 1. CONTRATO GGC-380-2016.pdf
- Acta de Inicio FAER GGC 380 DE 2016.pdf
- Acta de Terminación y Balance Financiero Contrato FAER GGC 380 de 2016_Firmada.pdf

Teniendo en cuenta la información anterior, a continuación, se presenta de forma general el alcance del proyecto FAER 380 de 2016:

Tabla 53. *Acta de terminación y balance financiero Contrato FAER GGC 380 de 2016.*

Proyecto	Objeto	Vr. Aprobado (COP)	Vr. Ejecutado (COP)	Usuarios Beneficiados
Contrato FAER GC No. 380 de 2016	Ampliar y prestar el servicio de energía eléctrica en condiciones de calidad y confiabilidad, en las zonas rurales del Sistema Interconectado Nacional - SIN, ubicadas en el Mercado de Comercialización del OPERADOR DE RED, mediante la ejecución de proyectos con recursos del Fondo de Apoyo Financiero para la Energización de las Zonas Rurales Interconectadas - FAER.	33.536.800.633	33.536.800.633	2326

Fuente: Información suministrada por la alcaldía de Tumaco – elaboración DTGE.

Cabe resaltar que:

- La interconexión de los 6 consejos comunitarios: Río Mejicano, Tablón Dulce, Tablón Salado, Imbilpi del Carmen, Río Chagüi y Río Gualajo, se desarrolló mediante dos proyectos de infraestructura eléctrica, uno de ellos ejecutado por el Ministerio de Minas y Energía que corresponde al proyecto FAER GGC 380 de 2016 con el cual se interconectó a 5 de los 6 consejos comunitarios, y el segundo proyecto mediante el cual se interconectó el consejo comunitario del Río Gualajo se desarrolló en el marco del Plan Pacífico, del cual no se cuenta con información debido a que esta no fue compartida por parte del prestador a la alcaldía, aunque en la mesa de trabajo del 7 de septiembre de 2022 se acordó como compromiso, por parte de Cedenar, remitir dicha información para ser evaluada.
- De igual manera, este proyecto incluía el desarrollo de obras de normalización de usuarios desde las redes de media tensión hasta el punto de medida, es decir hasta el medidor, equipo sobre el cual se instaló el sistema de puesta a tierra de cada equipo.

Las instalaciones internas de los usuarios no hicieron parte de este proyecto. Condición, que explica lo hallado en terreno por el equipo técnico, acerca de múltiples conexiones al interior de las viviendas en condiciones antitécnicas. Como ya se expuso y mostró previamente.

4.4.3.10.4 Revisión RETIE (accidente en vereda Nueva Vista)

Uno de los principales aspectos para analizar en la visita de inspección, fue el cumplimiento del Reglamento Técnico de Instalaciones Eléctricas (RETIE), en cuanto a la posibilidad de fallas en la red eléctrica y sus componentes que pudiesen provocar algún accidente de origen eléctrico, en particular con el accidente de las dos menores de edad en la vereda Nueva Vista, la cual pertenece al concejo comunitario del Río Chagüí, razón por la cual se visitó el lugar del accidente, donde inicialmente se realizó una inspección visual de las redes de media tensión que alimentan el transformador de la vereda, las cuales se encontraron en buen estado, pues no se detectó ninguna afectación o ruptura de la red eléctrica.

Posteriormente, se inspeccionó también de forma visual el transformador de distribución, el cual se encontró ubicado a una distancia aproximada de 40 m del lugar del accidente, evidenciando que no existen fugas de aceite en la coraza del transformador ni en la base del poste en el que se encuentra instalado, además se evidenció que no existe daño en los bornes de los bajantes, tanto en media como en baja tensión; acto seguido se inspeccionó la red trenzada de baja tensión que alimentaba la caja de abonados desde donde se conectó la acometida de la vivienda en la que ocurrió el incendio, en este caso, se observó que el extremo de la acometida que posiblemente estaba conectado al medidor de la vivienda (no se puede asegurar dicha conexión al medidor, pues en el momento de la visita no existe la vivienda ni elementos de medida en el sitio en donde esta se ubicaba) se quemó con el incendio.

Cabe resaltar que, al inspeccionar la acometida, ésta se encontró desconectada de los barrajes de fase y neutro en la caja de abonados, acción que según informaron los técnicos de Cedenar presentes en el sitio, se realizó para evitar que alguna persona se acerque al lugar de los hechos y al hacer contacto involuntario con el extremo de la acometida que se encontraba en el piso, sufra algún accidente eléctrico.

Se solicitó al personal técnico de Cedenar, que ascendiera por el poste para tomar registro fotográfico de los barrajes de fase y neutro al interior de la caja de abonados, así como a las puntas de los conductores que conforman la acometida, registro que una vez analizado,

muestra que los barrajes no sufrieron ninguna alteración o arco eléctrico que evidencie falla de la red eléctrica.

Por último, se determinó realizar una inspección visual a las instalaciones internas de algunos usuarios, con el fin de verificar las condiciones técnicas de las mismas, evidenciando que las instalaciones internas inspeccionadas, son muy frágiles a los arcos eléctricos, pues el cableado interno se realiza por medio de empalmes de varios conductores sin aislar los empalmes y sin tener conocimiento del calibre adecuado para la instalación, por esta razón dichas viviendas son susceptibles de sufrir incendios debido a la fricción continua de los empalmes sin aislamiento y las paredes de las viviendas que son en su gran mayoría de madera.

Por lo anterior, es fundamental que la empresa realice campañas de orientación y concientización a los usuarios, para que estos realicen una adecuada instalación interna y de esta manera evitar posibles accidentes de origen eléctrico debido a los malos contactos y falta de aislamiento en los empalmes del cableado interno. Cabe resaltar que es responsabilidad del operador realizar campañas de información al usuario en cumplimiento del **artículo 26 del RETIE** que cita:

«ARTÍCULO 26º. INFORMACIÓN DE SEGURIDAD PARA EL USUARIO Y PÚBLICO EN GENERAL.

Los responsables de la operación de sistemas de distribución eléctrica deben mantener informada a la población de los riesgos asociados a la electricidad. La Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios podrá constatar el cumplimiento de este requisito.

26.1 CARTILLA DE SEGURIDAD.

El Operador de Red debe producir y difundir una cartilla orientada a los usuarios residenciales, comerciales e industriales, en la cual se hará énfasis en las condiciones de seguridad y correcta utilización de la energía eléctrica, teniendo en cuenta mínimo las siguientes consideraciones:

- a. *Estar escrita de manera práctica, sencilla y concisa, en lo posible con ilustraciones al texto de referencia.*
- b. *Estar dirigida al usuario final y al potencial, ser entregada el día en que se pone en servicio una instalación eléctrica. Igualmente, debe estar disponible y permitir ser consultada en puntos de atención al público.*
- c. *Indicar los procedimientos a seguir para adquirir información e ilustración relativa al servicio de energía eléctrica, incluidos los procedimientos relativos a las solicitudes de ampliación del servicio, identificación y comunicación con la empresa prestadora del servicio.*
- d. *Informar de una manera resaltada, cómo y dónde reportar emergencias que se presenten en el interior o en el exterior del domicilio.*
- e. *Resumir las principales acciones de primeros auxilios en caso de contacto eléctrico.*
- f. *Contener recomendaciones prácticas relacionadas con el manejo de los artefactos eléctricos.*

26.2 INFORMACIÓN PERIÓDICA.

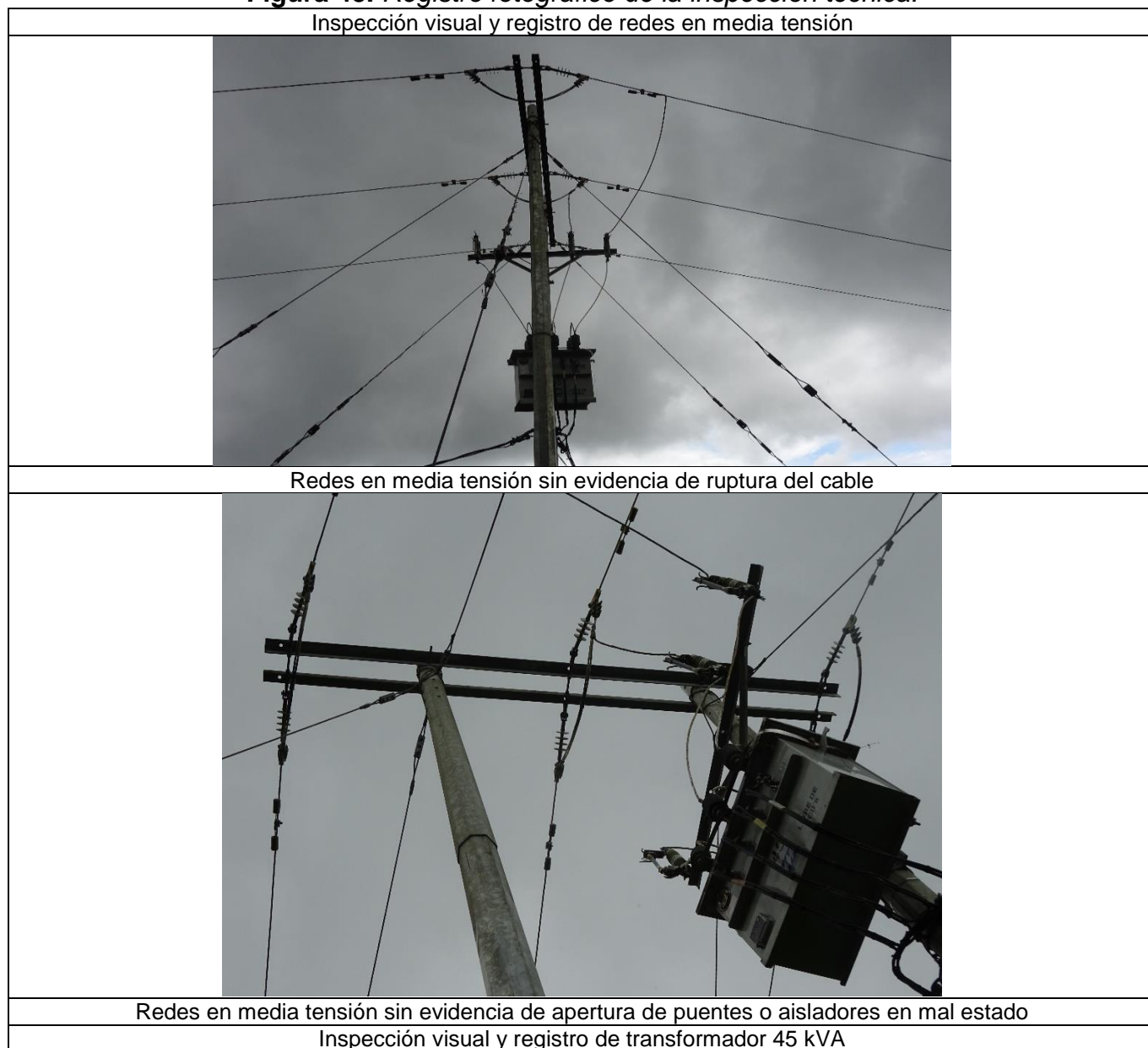
El Operador de Red o el comercializador, según sea el caso, deben instruir al usuario del servicio de energía, al menos cada seis meses, sobre recomendaciones de seguridad, escritas en letras con un tamaño de fuente mínimo ocho, impresa en la factura o en volantes anexos a esta. Igualmente, deben realizar campañas de advertencia de los riesgos asociados a las redes, en particular aquellas aledañas a viviendas.

En el mantenimiento preventivo o correctivo de redes, el OR debe informar a los residentes cercanos al lugar del trabajo objeto del mantenimiento (en redes urbanas mínimo costado de la manzana donde se hace el mantenimiento), sobre los riesgos de origen eléctrico que se pueden ocasionar por inadecuadas prácticas que rompan las distancias mínimas de seguridad o la zona de servidumbres y dejen evidencias del hecho. Igual tratamiento se dará en los procesos de

revisión y supervisión de las redes en aquellos lugares que a juicio del OR presentan mayor vulnerabilidad al riesgo de origen eléctrico.»

A continuación, se presenta el registro fotográfico evidenciando lo descrito en el análisis previo:

Figura 45. Registro fotográfico de la inspección técnica.





Transformador sin evidencia de fugas de aceite en la coraza



Bornes en baja y media tensión sin daños físicos



Poste donde se encuentra instalado el transformador sin evidencia de fugas de aceite en la base
Inspección visual y registro de redes en baja tensión

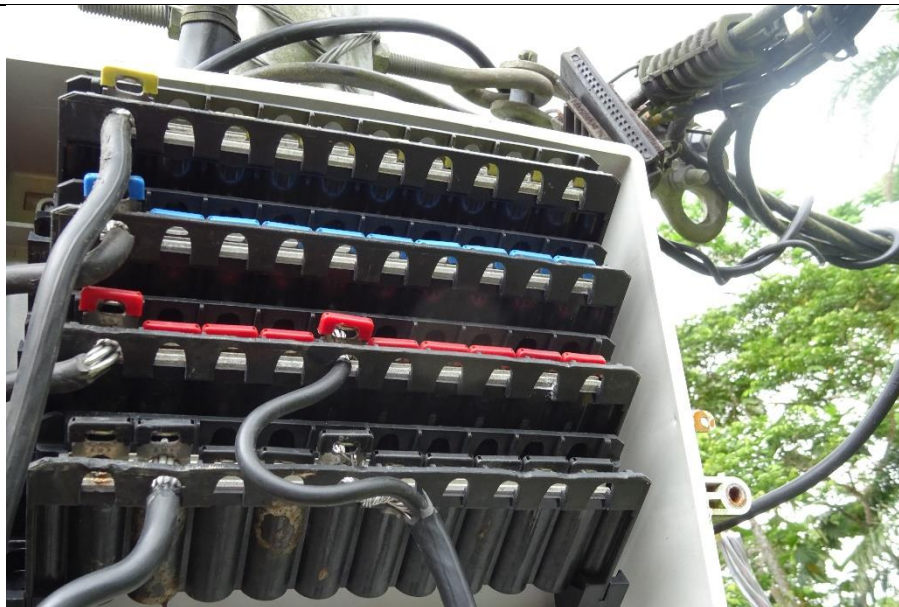


Conexión de la red de baja tensión desde transformador

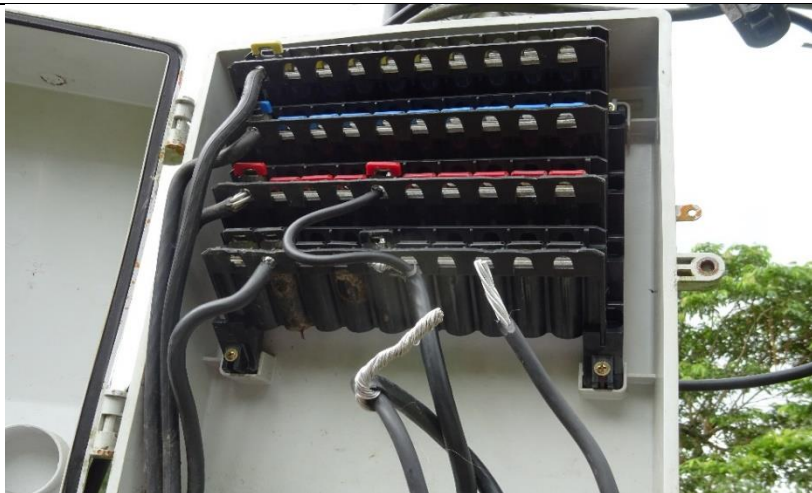


Red de baja tensión que alimenta caja de abonados en buen estado

Inspección visual y registro de caja de abonados desde donde se conectó la acometida de la vivienda incendiada



Barrajes de neutro y fase en buen estado, sin evidencia de arco eléctrico al interior de la caja de abonados



Puntas de acometida en buen estado, sin evidencia de arco eléctrico



Caja de abonados en buen estado, sin evidencia de falla eléctrica
Instalaciones internas vulnerables y antitécnicas



Instalación eléctrica interna vulnerable



Instalación eléctrica internas vulnerable

Fuente: Registro fotográfico SSPD, 21 de septiembre de 2022.

4.4.4 Aspectos técnicos y operativos en ZNI

La empresa Cedenar realiza actividades de generación de energía eléctrica en Zonas No Interconectadas (ZNI) desde el 1 de enero de 2006, su última actualización en RUPS fue el día 29 de enero de 2022 mediante la Resolución 20221520403038 como se muestra en el formato imprimible (**Figura 46. Imprimible 20221520403038 Cedenar 29/01/2022**Figura 46) por tanto, con motivo de la evaluación integral a la empresa, se presenta el análisis del componente técnico enfocada exclusivamente a ZNI.

Figura 46. Imprimible 20221520403038 Cedenar 29/01/2022

Servicios y Actividades					
Servicio: ENERGIA ELECTRICA			Clasificación: SISTEMA INTERCONECTADO NACIONAL		
Actividad:	Fecha Inicio	Fecha Final	Usuarios Regulados?	¿Se encuentra en el nuevo esquema de calidad?	Fecha Inicio Esquema de Calidad
* COMERCIALIZACION	09/08/1955		SI		
* GENERACION	09/08/1955				
* DISTRIBUCION	09/08/1955			SI	01/04/2011
Servicio: ENERGIA ELECTRICA			Clasificación: ZONA NO INTERCONECTADA		
Actividad:	Fecha Inicio	Fecha Final	Usuarios Regulados?	¿Se encuentra en el nuevo esquema de calidad?	Fecha Inicio Esquema de Calidad
* COMERCIALIZACION	01/01/2006		SI		
* GENERACION	01/01/2006				
* DISTRIBUCION	01/01/2006				

Fuente: SUI – RUPS.

La información concerniente a la evaluación integral en ZNI fue remitida por la empresa mediante radicado SSPD No 20225293603552 del 14 de Septiembre de 2022 y posteriormente, tras las solicitudes realizadas durante la visita de la evaluación integral, complementada mediante los radicados SSPD No 20225294181712 del 12 de octubre de 2022 y radicado SSPD No 20225294438612 del 28 de octubre de 2022, los cuales fueron remitidos en cumplimiento de los compromisos adquiridos durante dicha visita, llevada a cabo los días 4 a 6 de octubre de 2022, además, se tuvo en cuenta la información reportada en el SUI por la empresa.

La empresa Cedenar lleva a cabo actividades de generación de energía eléctrica en la cabecera municipal de Puerto Leguízamo, localidad clasificada como ZNI, lo anterior, en cumplimiento del contrato especial No GGC-098-2015 acordado entre Cedenar y el MME, que tiene por objeto: «Transferir por parte de la nación – Ministerio de Minas y Energía a CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P., el uso y goce de los bienes constitutivos de las Centrales de Generación Diésel en la localidad de Bocas de Satinga y Salahonda en el departamento de Nariño y Puerto Leguízamo en el departamento de Putumayo (...) para su respectiva administración, operación mantenimiento».

De acuerdo con la información recopilada en la visita realizada a la central de generación entre los días 4 al 6 de octubre de 2022, Cedenar delegó en la empresa Renova la administración, operación y mantenimiento de la central de generación. Las actividades realizadas por Renova

durante el año 2022 se han llevado a cabo en cumplimiento del contrato suscrito entre Cedenar y Renova con número 313- de 2022 cuyo objeto es: *«El contratista de manera independiente realizará la Administración, operación y mantenimiento de la central de generación diésel ubicada en el municipio de Puerto Leguízamo en el departamento del Putumayo»*. Durante la visita, la empresa Renova manifestó que opera la central de generación desde el año 2018, a este respecto, la SSPD solicitó los contratos en los que la empresa Cedenar delegó la operación de la central a la empresa Renova los años anteriores al 2022, en respuesta, Cedenar solo remitió el contrato concerniente al año 2022.

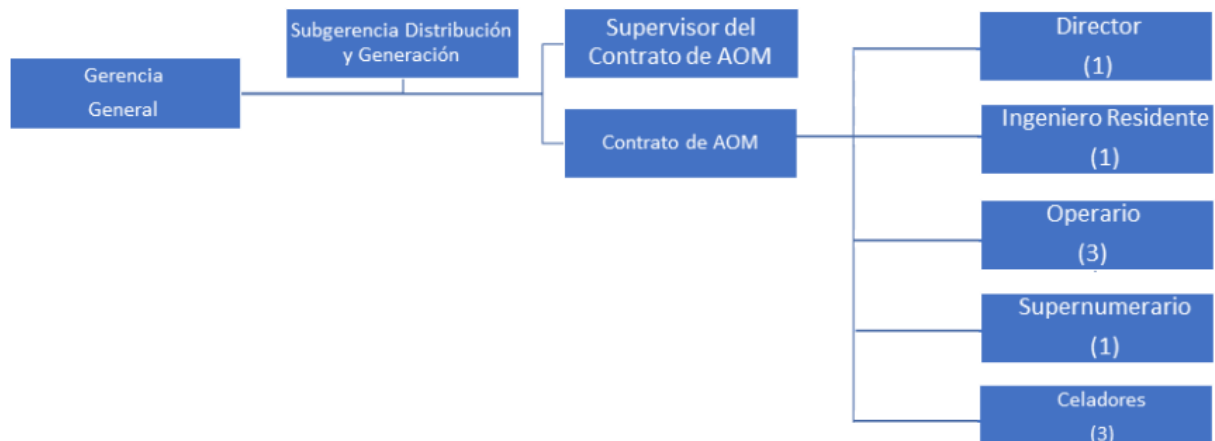
Conforme a lo establecido en el contrato especial entre Cedenar y el MME en su cláusula primera, la contratación de la empresa Renova no exime a la empresa Cedenar del cumplimiento de las responsabilidades convenidas con el MME.

De acuerdo a la información registrada en el SUI por la empresa Empuleg, la cual funge como distribuidor y comercializador de energía eléctrica en la cabecera municipal de Puerto Leguízamo, esta localidad ZNI cuenta con 3275 usuarios del servicio de energía eléctrica; La empresa Empuleg tiene actualmente un acuerdo de compraventa de energía con la empresa Cedenar según lo establecido en el contrato de suministro de energía No. ZNI – 003 -2022 el cual tiene por objeto el *«Suministro de energía eléctrica»*, este contrato se lleva a cabo bajo la modalidad de pague lo generado.

4.4.4.1 Estructura organizacional

La estructura organizacional de la empresa Cedenar en lo concerniente a la central de generación para ZNI se encuentra encabezada por la gerencia general, seguida de la subgerencia de distribución y generación como se muestra en la Figura 47.

Figura 47. *Estructura Organizacional de la empresa en generación de ZNI.*



Fuente: Cedenar mediante radicado SSPD No 20225294181712 del 12 de octubre de 2022.

En la visita realizada a la central de generación entre los días 4 al 6 de octubre de 2022 se evidenció que Cedenar no cuenta con la presencia de funcionarios de la empresa en la central de generación, por tanto, los cargos de director, ingeniero residente, operario, supernumerario y celador, relacionados en el organigrama remitidos por Cedenar corresponden a cargos desempeñados por funcionarios de la empresa Renova.

4.4.4.2 Descripción de la infraestructura de generación en Puerto Leguízamo

La central de generación de Puerto Leguízamo cuenta con una capacidad de generación instalada de 7,8 MW para la atención de una demanda máxima aproximada de 2,2 MW según los informes mensuales de telemetría para el año de 2022 publicados por el Instituto de Planificación y Promoción de Soluciones Energéticas para las Zonas No Interconectadas – IPSE.

Figura 48. *Diagrama unifilar de la central de generación de Puerto Leguízamo.*

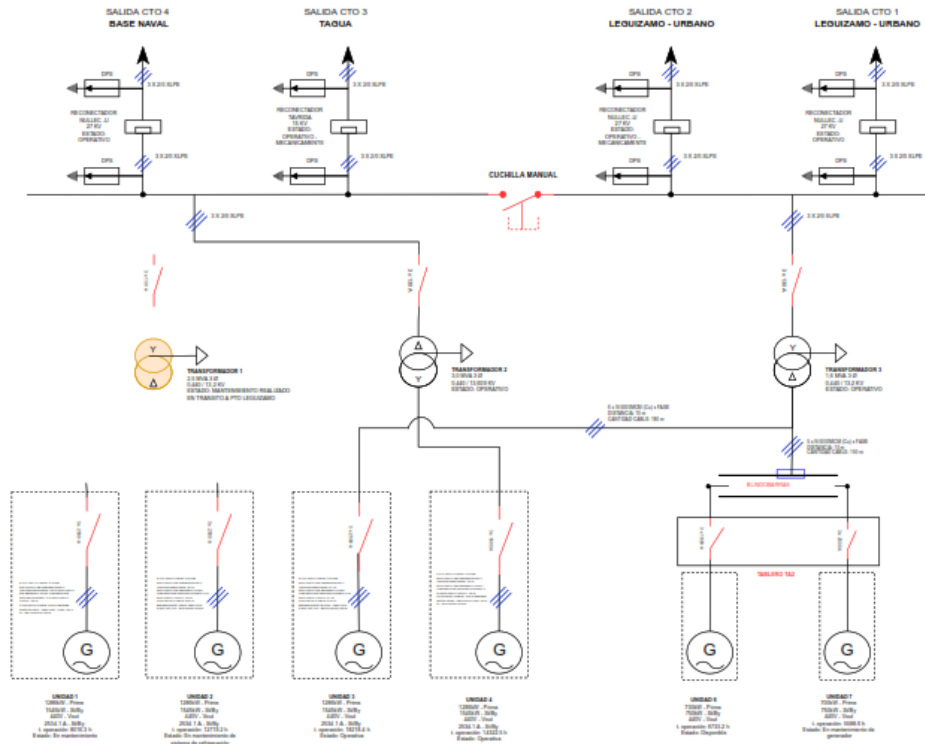


Diagrama unifilar de la central de generación, remitido por Cedenar en el radicado SSPD No 20225294181712 del 12 de octubre de 2022.



Subestación y tanques de combustible central de generación Puerto Leguízamo

Fuente: Cedenar mediante radicado SSPD No 20225294181712 y registro fotográfico SSPD 5 de octubre de 2022.

El parque de generación de Cedenar en Puerto Leguízamo está compuesto por 7 grupos electrógenos diésel, de los cuales, el grupo electrógeno denominado U5 se encuentra

inoperativo y fuera de la central de generación a la espera de la baja del inventario por parte del MME, a continuación, en la Tabla 54, se muestra el listado del inventario de las unidades de generación proporcionado por Cedenar.

Tabla 54. *Inventario de Activos de generación Cedenar en Puerto Leguízamo actualizado hasta el 4 de octubre de 2022.*

No de unidad	Marca del elemento	Serial del elemento	Tipo de tecnología	Capacidad [kW]	Tensión nominal (V)	Estado del elemento
U1	CUMMINS KTA50G9	25437488	Diésel	1500	440	En mantenimiento
U2	CUMMINS KTA50G9	25435766	Diésel	1500	440	En mantenimiento
U3	CUMMINS KTA50G9	25435951	Diésel	1500	440	En servicio
U4	CUMMINS KTA50G9	25437390	Diésel	1500	440	En servicio
U5	CUMMINS QST30G3	37241842	Diésel	900	440	Inoperativo
U6	CUMMINS QST30G3	37251983	Diésel	900	440	Disponible
U7	CUMMINS QST30G3	37243229	Diésel	900	440	En mantenimiento

Fuente: SUI y Cedenar – elaboración DTGE-GZNI.

Como se observa en la Tabla 54 la central de generación cuenta con 4 unidades CUMMINS KTA50G9, cada una de estas unidades cuenta con una capacidad de 1500 kW, las cuales para efectos de este documento se denominarán, U1, U2, U3 y U4, como se relaciona en la Tabla 54. Además, la central cuenta con 3 unidades de generación marca CUMMINS QST30G3 cada una de estas unidades cuenta con una capacidad de 900 kW, para efectos de este documento se denominarán, U5, U6 y U7, como se relaciona en la Tabla 54.

Durante la visita realizada, en el marco de la evaluación integral, se pudo evidenciar que la unidad de generación U5, estuvo inoperativa, debido a daños irreparables, por lo tanto, fue retirada de la casa de máquinas por petición del MME dado que es inoperable.

Adicionalmente se evidencio que las unidades U1 y U2 de 1500 kW se encontraban en mantenimiento, la unidad U2 no se encontraba dentro de la central, ya que, de acuerdo con lo informado por los funcionarios, esta había sido remitida a otra ciudad para las acciones correspondientes.

Así mismo, las unidades U6 y U7 se encontraban fuera de operación en atención a que la unidad U7 se encontraba en mantenimiento y la central no cuenta con equipos auxiliares que

permitan el ingreso de una de las unidades CUMMINS QST30G3 en solitario, por lo tanto, aunque la central cuenta con la disponibilidad de la unidad U6, no es posible poner en servicio esta unidad.

En consecuencia, solo las unidades U3 y U4 estaban en servicio durante la visita realizada, por lo cual, la capacidad operativa de la central de generación se encontró reducida de los 7,8 MW de capacidad instalada, a tan solo 3 MW, lo que pone en riesgo la prestación del servicio frente a la demanda de potencia máxima de 2,2 MW reportada en los informes mensuales del IPSE. Por lo anterior, se le hizo un llamado urgente a la empresa para la implementación de un plan de contingencia ante la posible falla de uno de los dos equipos que soportan la totalidad de la potencia demandada por la cabecera municipal.

Figura 49. Unidades de generación.



Unidades 1 y 2 - Unidades de generación CUMMINS KTA50G9 (En mantenimiento)



Unidades 3 y 4 - Unidades de generación CUMMINS QST30G3 (En operación)



Unidad 5 - Unidad de generación CUMMINS QST30G3 (Fuera de servicio, se retiró de la casa de máquinas)



Unidades 6 y 7 - Unidades de generación CUMMINS QST30G3 (En mantenimiento)

Fuente: Registro fotográfico SSPD 5 de octubre de 2022.

Respecto a la subestación de la central de generación, esta se encuentra compuesta por el siguiente inventario de transformadores:

Tabla 55. Inventario de transformadores elevadores actualizado hasta el 4 de octubre de 2022.

No. Transformador	Marca	Serie	Conexión	Capacidad (MW)	Voltaje Sec. [V]	Voltaje Pri. [V]	Estado del elemento
1	MAGNETRON	396838	DYN5	3	13 609	440/254	Disponible
2	RYMEL	2009100092	YND5	2,5	13 200	440	En mantenimiento
3	SIERRA	6507012	YDN7	1,6	13 800	480	Disponible

Fuente: Cedenar, elaboración DTGE-GZNI.

Durante la visita llevada a cabo los días 4 a 6 de octubre se evidenció que el transformador de 2,5 MW de marca Rymel no se encontraba en la subestación debido a que fue retirado para realizar labores de mantenimiento, según lo manifestado por Cedenar y Renova. Este transformador recibía la energía generada por las unidades U1 y U2 y a su vez alimentaba los circuitos 3 y 4 de la cabecera municipal, por lo que se estaban realizando labores manuales de traslado de los circuitos de alimentación a los dos transformadores operativos.

Figura 50. Transformadores subestación central de generación Puerto Leguízamo.



Transformadores- Transformador de 1,6 MW y 3MW



Terminales de conexión del transformador 3 y subestación.

Fuente: Registro fotográfico SSPD 5 de octubre de 2022.

La central de generación cuenta con tres tanques de almacenamiento de combustible, como se muestra en Figura 51. Tanques de almacenamiento de combustible en la central de generación. con una capacidad de almacenamiento distribuida de la siguiente forma:

- 1 tanque de 48 000 galones
- 1 tanque de 10 000 galones
- 1 tanque de 5100 galones

Para una capacidad total de almacenamiento de 63 100 galones. La empresa Cedenar realiza el almacenamiento de 98 000 galones de Electrocombustible (ACPM) mensuales (cantidad que corresponde con el cupo aprobado por el IPSE) a través del distribuidor mayorista CHEVRON PETROLEUM COMPANY desde la planta de Abastecimiento ubicada en Coello – Tolima.

Figura 51. Tanques de almacenamiento de combustible en la central de generación.



Tanques de combustible en la central de generación.

Fuente: Registro fotográfico SSPD 5 de octubre de 2022.

Durante la visita, el personal encargado de la operación de la central explicó a los funcionarios de la SSPD el método de operación de la central en periodos en los que se encuentran en funcionamiento más de dos unidades KTA50G9 de 1500 kW, respecto al relevo de las unidades, el mismo se realiza de forma manual a falta de una transferencia automática, este procedimiento tarda una hora y se lleva a cabo entre las 3 a. m. y las 4 a. m. (tiempo en el que se corta el suministro de la energía eléctrica), este proceso se realiza trasladando los conductores de una unidad a otra sin maquinaria alguna acarreando un notable desgaste mecánico sobre los aislamientos de los conductores.

La SSPD ha recibido reportes de corte de suministro de energía eléctrica en Puerto Leguizamo remitidos por Empuleg, mediante radicado No. SSPD 20225293182812 de 8 de septiembre de 2022 y radicado SSPD No. 20225292477302 de 21 de junio de 2022, durante la visita a la central de generación cuando la SSPD le solicitó información referente a los cortes del suministro no programados reportados por el comercializador, el personal encargado de la operación de la central explicó que las unidades presentan problemas de sobrecalentamiento de forma continua, por tanto, cuando una unidad presenta este problema, la misma es puesta fuera de servicio, en este proceso se debe cortar el suministro de energía de la central el

tiempo necesario para desconectar la unidad sobrecalentada, para luego volver a conectar la unidad cuando la temperatura de la misma se haya regulado; en los casos en que están en operación solamente dos unidades, como fue el caso encontrado durante la visita, los operarios en aras de mantener el suministro de energía, aplican agua con una manguera a los radiadores de las unidades de generación, situación que ha llevado a problemas de corrosión y daños en los radiadores de las unidades, y en casos como la unidad U2 se hizo necesaria la fabricación de una nueva unidad de refrigeración.

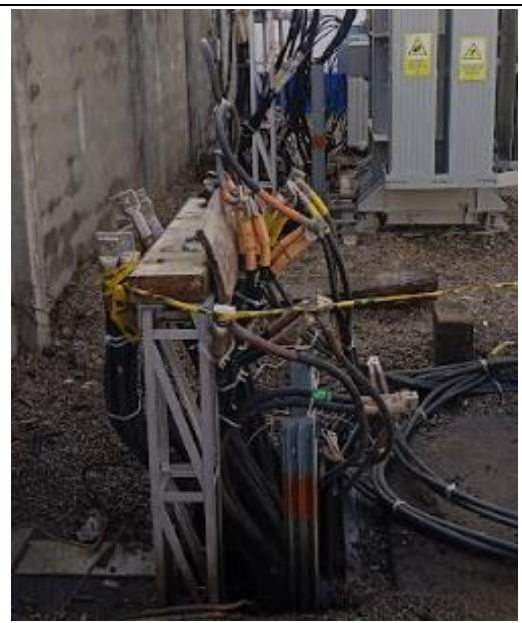
Frente a las maniobras de operación que se desarrollan en la central de generación, la SSPD solicitó el desarrollo e implementación de planes de despacho de energía de cada unidad de generación y planes de contingencia además de pruebas de ejecución de planes de mantenimiento, las anteriores solicitudes quedaron registradas en el acta de la visita como compromisos.

Figura 52. *Evidencias de irregularidades en la central de generación.*





Conductores sin canalizar.



Cárcamos con aceite y conexiones con riesgo eléctrico.



Disposición de residuos y organización de inventarios

Fuente: Registro fotográfico SSPD 5 de octubre de 2022.

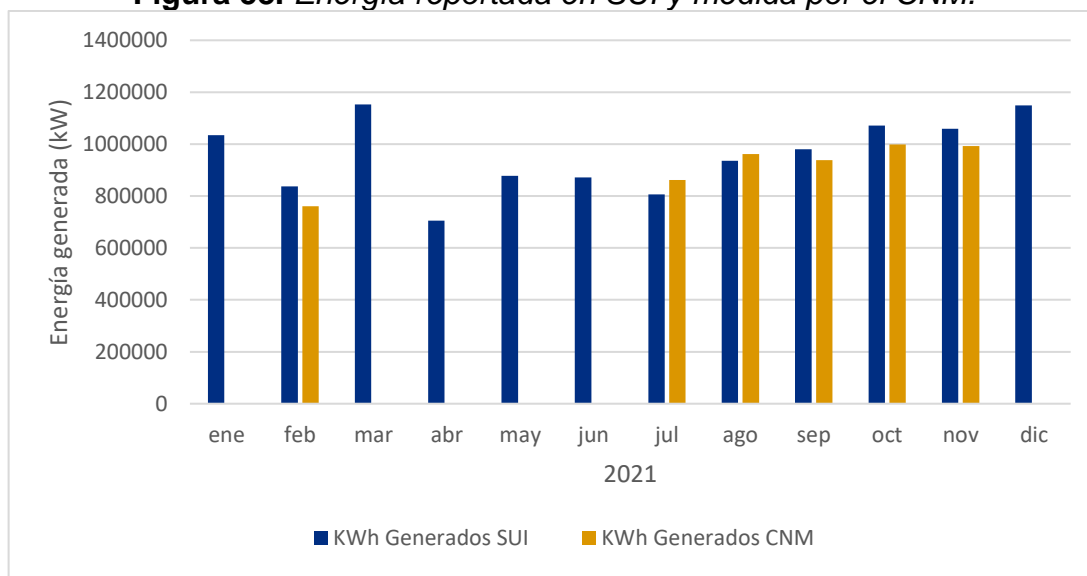
Durante la visita realizada en la central de generación diésel, se evidenciaron conductores con aislamientos en mal estado, mal uso de aisladores, conductores sin canalización dispuestos sobre los pasillos de tránsito del personal, además se evidenciaron cárcamos inundados en aceite. La empresa encargada de la operación de la central no hace uso de la estructura diseñada para la disposición de residuos ubicada de la central de generación, lo anterior debido a fallas estructurales en la misma, por lo cual la empresa ubica los barriles con aceite usado y demás desechos a la intemperie.

Frente a las diferentes dificultades en la operación de la central de generación evidenciadas durante la visita realizada del 4 al 6 de octubre y en aras de mantener un suministro de energía continuo, la SSPD solicitó a la empresa Cedenar el proyecto del plan de mejora para la operación de la central y el cronograma para la certificación RETIE de la central, compromisos registrados en el acta de la visita.

4.4.4.2.1 Comportamiento de la generación de energía.

De acuerdo con la actividad de generación por parte de Cedenar, en la Figura 53. *Energía reportada en SUI y medida por el CNM.*, se muestra la energía mensual generada durante el año 2021 reportada en el SUI y la energía medida mensual en la telemetría del CNM.

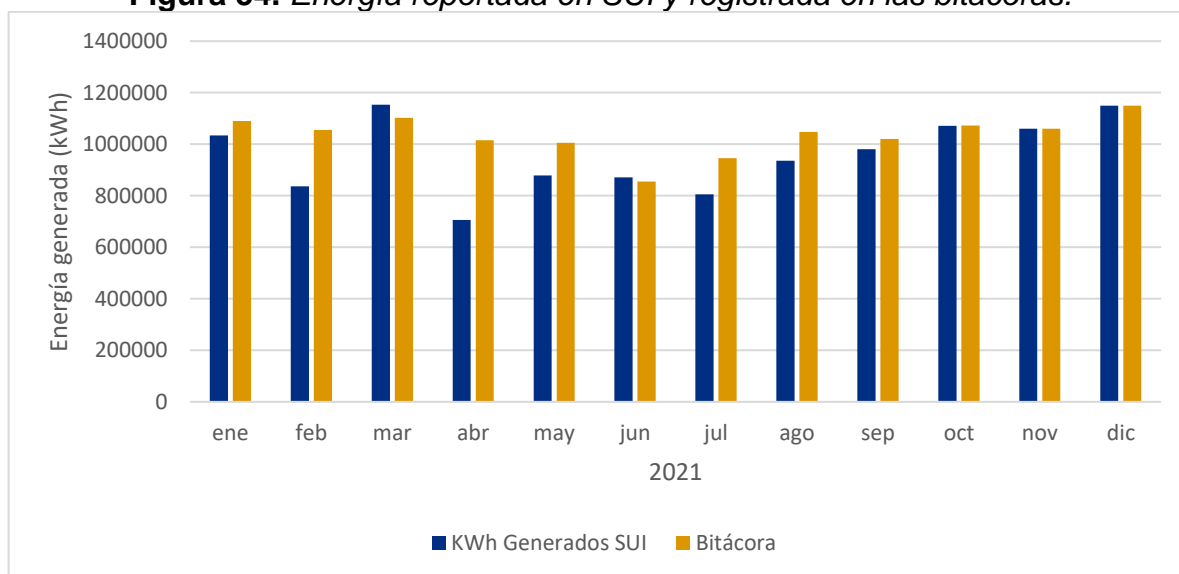
Figura 53. Energía reportada en SUI y medida por el CNM.



Fuente: SUI y CNM, elaboración DTGE-GZNI.

Durante el año 2021 el CNM registró en los informes de telemetría la energía generada de febrero, julio, agosto, septiembre, octubre y noviembre, en estos meses la energía medida difiere de la registrada en SUI por la empresa como se muestra en la Figura 53. *Energía reportada en SUI y medida por el CNM.*, en el peor de los casos, la energía reportada en SUI difiere un 9% de la energía mediada por el CNM.

Figura 54. Energía reportada en SUI y registrada en las bitácoras.



Fuente: SUI y Cedenaar, elaboración DTGE-GZNI.

La empresa registró en sus bitácoras de operación del año 2021 un mínimo de energía generada durante el mes de junio respecto a los demás meses, lo cual es consistente con el evento de racionamiento ocurrido entre el 1 de junio y el 10 de junio del año 2021.

La energía registrada por la empresa Cedenar en el SUI durante el año 2021, difiere en todos los meses de la energía registrada en las bitácoras de operación de la central de generación, por lo que se solicitó aclaración durante la visita y posteriormente en el requerimiento con radicado No. SSPD 20222214624971 de 14 de octubre de 2022, donde se especificaron los puntos de los cuales Cedenar debería entregar aclaración, al respecto no se ha recibido respuesta por parte de Cedenar.

4.4.4.2 Monitoreo de la prestación del servicio

El Centro Nacional de Monitoreo – CNM, área misional del IPSE, realiza el seguimiento a la prestación del servicio de energía eléctrica en las ZNI, contribuyendo a que las entidades responsables aseguren la prestación y calidad del servicio a los usuarios de dichas zonas. Para el caso de Cedenar en el marco de tal seguimiento, el IPSE a través del CNM reportó la ocurrencia de un evento de racionamiento de energía eléctrica en los días comprendidos entre el 1 de junio de 2021 y 10 de junio de 2021, según lo informado por el CNM el racionamiento tuvo lugar como consecuencia del paro nacional que ocurrido entre abril y Julio de 2021, durante el cual se dificultó el transporte del combustible desde la planta de abastecimiento en el departamento del Tolima hasta la central de generación en Puerto Leguizamo, durante el racionamiento, la prestación del servicio de energía eléctrica tuvo un promedio de 13,5 horas en la cabecera municipal.

Tabla 56. *Tiempo de prestación del servicio durante el racionamiento del mes de junio de 2021.*

Fecha	Horas de generación
1-jun-21	12 horas 30 minutos
2-jun-21	12 horas 30 minutos
3-jun-21	12 horas 30 minutos
4-jun-21	11 horas 0 minutos
5-jun-21	14 horas 45 minutos
6-jun-21	14 horas 30 minutos

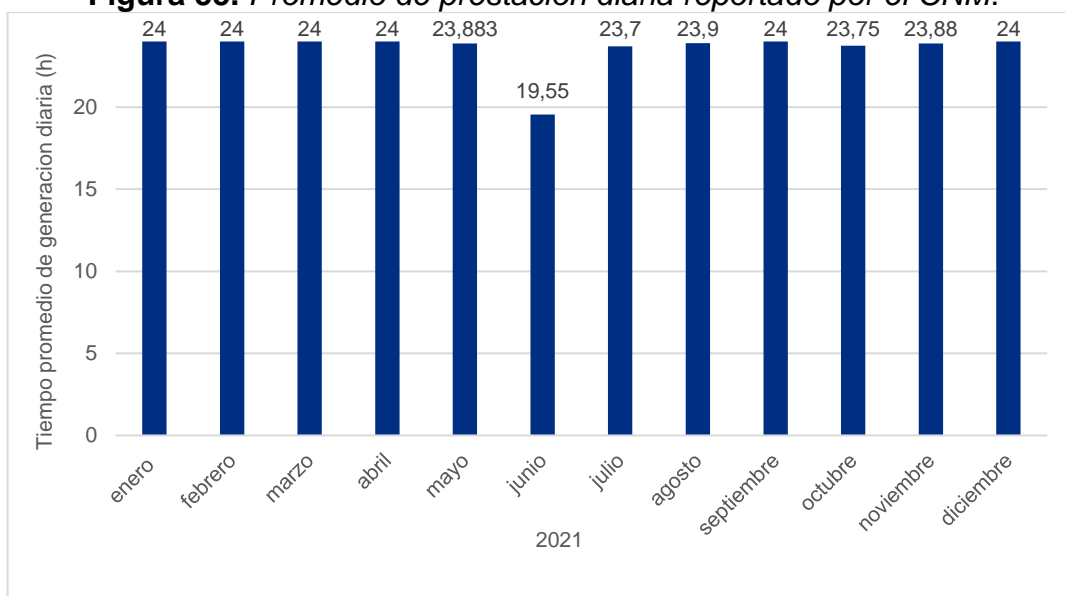
Fecha	Horas de generación
7-jun-21	14 horas 15 minutos
8-jun-21	14 horas 15 minutos
9-jun-21	14 horas 30 minutos
10-jun-21	14 horas 30 minutos

Fuente: CNM Informe Telemetría Puerto Leguizamo junio 2021 Radicado SSPD 20225293702082 de 25/09/2022

La información reportada por la empresa presenta diferencias frente a los informes de telemetría del CNM, denotando la baja calidad de la información reportada para el periodo relacionado con el evento del racionamiento, al respecto la SSPD remitió requerimiento a la empresa solicitando revisión y aclaración de la información reportada al SUI, mediante radicado SSPD No 20222214624971 del 14 de octubre de 2022.

El CNM registró el promedio de generación diario en la central de Puerto Leguizamo para todos los meses de 2021, en la Tabla 56 se presentan promedios de tiempo de generación menores a 24 horas durante los meses de mayo a agosto y octubre a noviembre de 2021, debido a las interrupciones por las salidas de operación de las unidades, y se evidencia un mínimo de tiempo de generación durante el mes de junio debido al evento de racionamiento ocurrido en ese mes.

Figura 55. Promedio de prestación diaria reportado por el CNM.

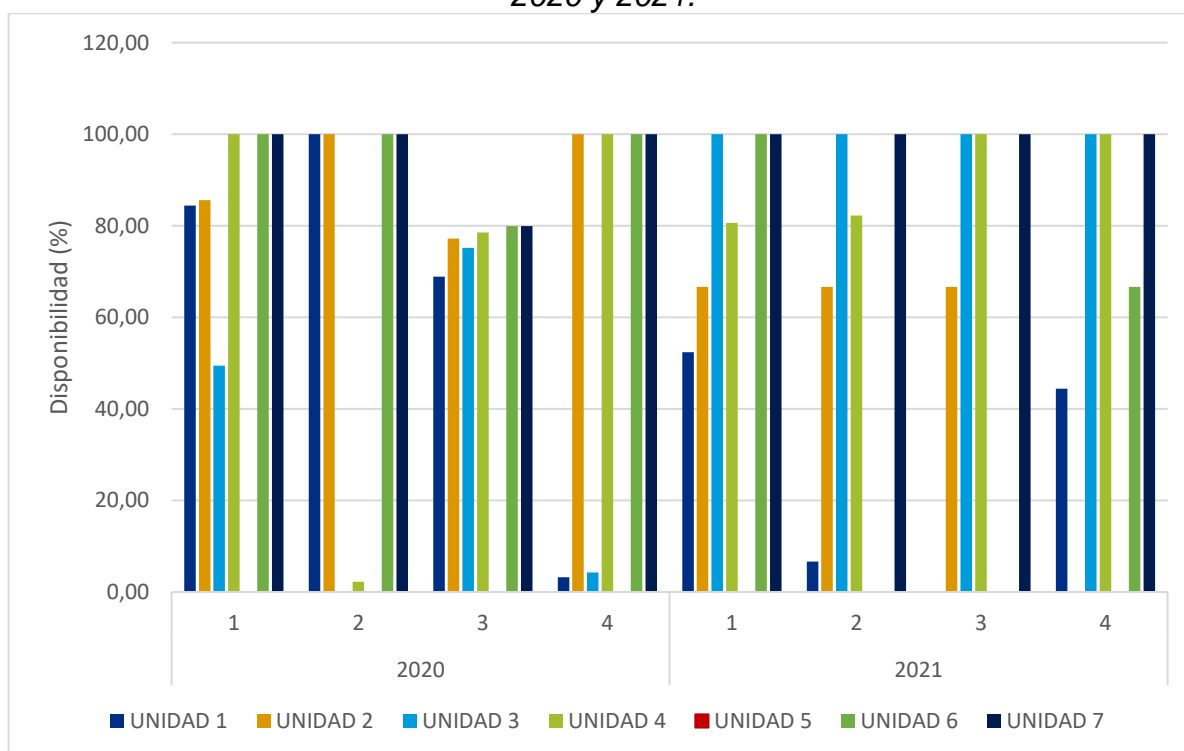


Fuente: CNM, elaboración DTGE – GZNI.

4.4.4.2.3 Indisponibilidades y mantenimientos

La empresa Cedenar en respuesta al radicado No. SSPD 20222203785401 del 28 de agosto de 2022 remitió la relación del tiempo de disponibilidad de las unidades y el tiempo de operación de estas, en la Figura 56. *Disponibilidad promedio trimestral de las unidades de generación para los años 2020 y 2021* **Figura 55**. Promedio de prestación diaria reportado por el CNM. se observa la disponibilidad promedio, de cada unidad de generación por trimestre para los años 2020 y 2021.

Figura 56. *Disponibilidad promedio trimestral de las unidades de generación para los años 2020 y 2021.*

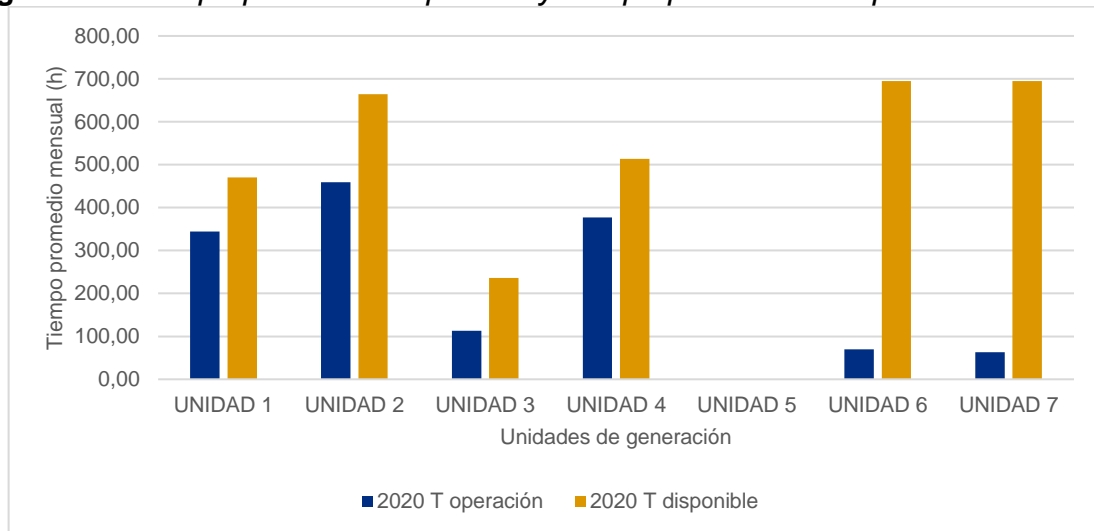


Fuente: Cedenar, elaboración DTGE-GZNI.

Es de resaltar que la unidad U5 durante los años 2020 y 2021 no estuvo disponible, debido al daño permanente y posterior salida de la central de generación, por el contrario, la unidad 7 tuvo una disponibilidad del 100% durante todos los trimestres de los dos años, a excepción del tercer trimestre del año 2020.

A continuación, en la **¡Error! No se encuentra el origen de la referencia.** se presenta el comparativo del tiempo promedio mensual disponible de las unidades de generación frente al tiempo promedio mensual de operación de estas.

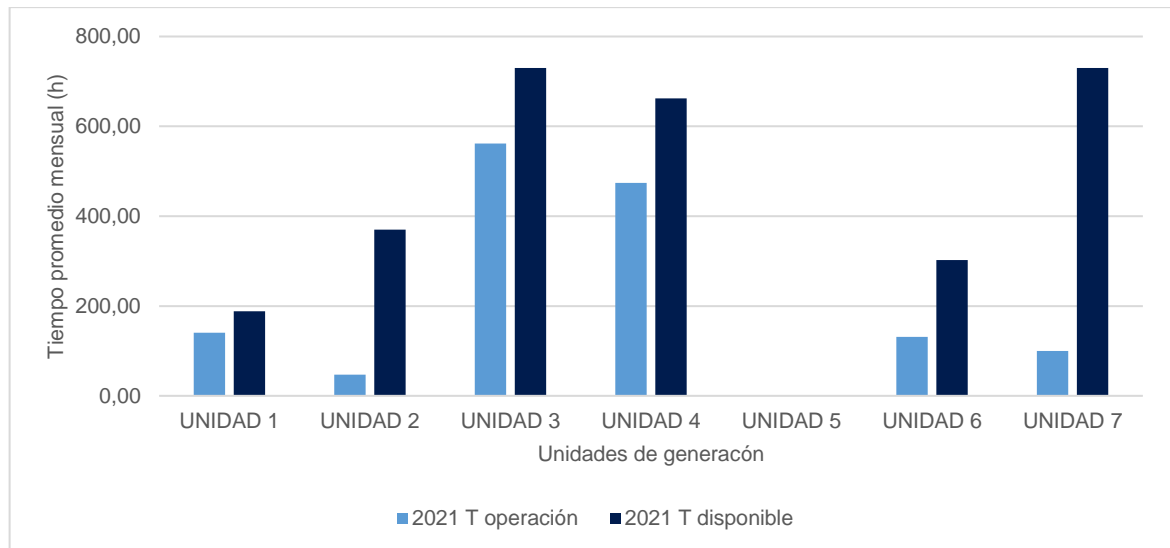
Figura 57. Tiempo promedio disponible y tiempo promedio en operación año 2020.



Fuente: Cedenar, elaboración DTGE-GZNI.

Es preciso indicar que, las unidades U6 y U7 tuvieron una disponibilidad de 695 horas promedio mensuales durante el año 2020, siendo estas unidades las que presentaron el mayor tiempo de disponibilidad durante el año 2020, pese a ello, las unidades U6 y U7 tuvieron un tiempo de uso de 70 y 63 horas promedio mensuales respectivamente durante el año, por el contrario, las unidades U1, U2 y U4 tuvieron un alto tiempo de uso, llegando a un factor de uso de 0.73, 0.69 y 0.73 respectivamente.

Figura 58. Tiempo promedio disponible y tiempo promedio en operación año 2021.



Fuente: Cedenar, elaboración DTGE-GZNI.

En la Figura 58. *Tiempo promedio disponible y tiempo promedio en operación año 2021*. se identifica un tiempo de disponibilidad promedio mensual de 730 horas registrado para las unidades U3 y U4 durante el año 2021, siendo estas dos unidades las que presentaron el mayor tiempo de disponibilidad durante el año 2021 seguidas por la unidad U4 con un tiempo promedio mensual de disponibilidad de 662 horas durante el año 2021, lo cual contrasta con el bajo tiempo de uso registrado durante el año 2020 para las mismas unidades mostrado en la Figura 56, en las dos figuras de disponibilidad, la del año 2020 y 2021, se evidencia la dificultad que presenta la central para conectar las plantas U6 y U7 en solitario dado que el tiempo de operación de las dos es similar o igual aunque el tiempo disponible sea alto, en el caso de la unidad 7 se presenta una disponibilidad de 730 horas mensuales promedio durante el año 2021, por lo anterior se puede inferir que las unidades U3 y U7 no presentaron falla alguna durante el año 2021. En el radicado SSPD 20222203785401 de 28 de agosto de 2022 se le solicitó a la empresa Cedenar la remisión de los programas de bitácoras y planes de mantenimiento, plan de mantenimiento programado vs ejecutado de los activos de generación de cada una de las unidades. En respuesta, la empresa remitió archivo con los mantenimientos programados para los años 2020, 2021 y 2022, sin embargo, no fue remitida la relación de los mantenimientos realizados ni los archivos que soporten la realización de estos, por tanto, no es posible verificar la ejecución de los planes de mantenimiento.

Durante la visita a la central de generación de Puerto Leguízamo se pudo evidenciar que el despacho de energía de las unidades de generación se realiza de acuerdo a la disponibilidad de las mismas, de modo que la empresa no cuenta con un plan para la puesta en operación de las unidades de generación, por lo anterior, la SSPD durante la visita solicitó a la empresa Cedenar la proyección y puesta en marcha de un plan de despacho de energía de las unidades de generación, que se complemente con la programación de mantenimientos, compromiso registrado en el acta de la visita.

4.4.4.3 Información cargada en SUI

Cedenar presenta la actividad de generación en ZNI, por tanto, de acuerdo con la Resolución SSPD 20172000188755 de 2017, expedida para el cargue de información al sistema único de información – SUI aplicable a los prestadores ubicados en las ZNI.

Tabla 57. Estado de cargue de información SUI para ZNI.

Año	Certificados	Pendientes	% Cargue	Oportunidad de cargue (%)
2017	27	0	100,00	42,3
2018	42	0	100,00	30
2019	40	0	100,00	26,3
2020	41	2	97,12	48,6
2021	89	0	100,00	25,5
2022	46	38	55,39	29
Total	285	40		32,9

Fuente: SUI, elaboración DTGE.

Como se expone en la Tabla 57, Cedenar, hasta el año 2022 cargó 285 formatos y tiene 40 formatos pendientes por cargar, para el año 2020, la empresa presenta una falta de oportunidad en el cargue de información de un formato técnico y un formato comercial. Es notable que para el año 2022 Cedenar no presenta el cargue de información de 38 formatos, esto se debe a la falta de oportunidad en el cargue de información comercial por parte de la empresa que funge como distribuidor y comercializador, la empresa Empuleg. Frente a la falta de oportunidad de cargue de información por parte de Empuleg, la SSPD mediante requerimiento con radicado No. SSPD 20222205500481 de 28 de noviembre de 2022 solicitó el cargue de forma inmediata al prestador.

4.4.5 Aspectos comerciales

Según la información reportada en el SUI, al cierre del año 2021, Cedenar registraba un total de 472 736 usuarios en el Mercado Regulado y 126 usuarios en el Mercado No Regulado, donde las actividades se ejecutaron principalmente en dos mercados del país, distribuidos en Nariño y en el Cauca. Se atienden usuarios de los sectores residencial, industrial, comercial, oficial, provisional y de alumbrado público. En función de lo anterior, el desarrollo del tópico comercial abarca los siguientes aspectos: primero, la participación de la empresa en el Mercado de Energía Mayorista; segundo, el cumplimiento del Código de Medida de las fronteras comerciales; tercero, aspectos de facturación de usuarios AGPE y energía reactiva; cuarto, subsidios y contribuciones; y finalmente, se realizó una revisión de las tarifas ofrecidas en los Mercados Regulado y No Regulado.

4.4.5.1 Mercado de Energía Mayorista (MME)



En este aspecto se detallan las principales variables del mercado contratos de Cedenar donde se realizó la siguiente caracterización de los contratos con destino al mercado regulado y al mercado no regulado, incluyendo porcentaje de compras propias, convocatorias presentadas en el SICEP, nivel de cumplimiento de comercializadores de la Resolución MME 40715 de 2019 y finalmente la participación en subastas de energía.

4.4.5.1.1 Caracterización de contratos con destino al mercado regulado

Al validar la información suministrada por la empresa Cedenar se encuentra que, de los 9 contratos para el mercado regulado durante el año 2021, la mayor concentración (8) corresponde a contratos tipo pague lo contratado, mientras que del tipo pague lo demandado o generado presento un (1) contrato como se muestra en la Tabla 58.

Tabla 58. Cantidad de contratos en el Mercado Regulado en el periodo analizado.

Año	Compra o venta	Tipo de contrato	Número de contratos	Cantidad de energía (MWh)	Precio Ponderado Promedio (\$/kWh)	Duración del contrato (años)
2021	Compra	Pague lo contratado	8	128.262	247	1,52

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

Año	Compra o venta	Tipo de contrato	Número de contratos	Cantidad de energía (MWh)	Precio Ponderado Promedio (\$/kWh)	Duración del contrato (años)
2021	Compra	Pague lo generado	1	285.197	0	2,03

Fuente: Sinergox-XM – elaboración DTGE.

En cuanto a los precios, los contratos tipo pague lo contratado presentaron un precio promedio ponderado de 247 \$/kWh con una duración promedio de 1,52 años. El contrato tipo pague lo demandado o generado presentó una duración promedio de 2,03 años.

4.4.5.1.2 Convocatorias presentadas en el SICEP

En el Sistema Centralizado de Información de Convocatorias Públicas – SICEP, se registran 10 convocatorias. De estas convocatorias, 7 se encuentran en estado cerradas y adjudicadas; 2 cerradas y desiertas; y 1 abierta. En la Tabla 59 se encuentra el código y la fecha de cierre de las convocatorias.

Tabla 59. Lista de convocatorias públicas en el SICEP.

Código Convocatoria	Periodo Por Contratar	Estado	Fecha Cierre Convocatoria
CP-CDNC2022-004	01/01/2023 al 31/12/2032	Abierta	
CP-CDNC2022-003	01/01/2025 al 31/12/2026	Cerrada y adjudicada	06/09/2022
CP-CDNC2022-002	01/01/2023 al 31/12/2032	Cerrada y adjudicada	19/08/2022
CP-CDNC2022-001	01/01/2023 al 31/12/2032	Cerrada y adjudicada	03/06/2022
CP-CDNC2021-003	01/03/2022 al 31/12/2032	Cerrada y adjudicada	14/02/2022
CP-CDNC2021-002	01/10/2021 al 31/12/2024	Cerrada y desierta	03/09/2021
CP-CDNC2021-001	01/08/2021 al 31/12/2024	Cerrada y adjudicada	08/07/2021
CP-CDNC2020-003	01/03/2021 al 31/12/2024	Cerrada y adjudicada	09/02/2021
CP-CDNC2020-002	01/01/2023 al 31/12/2024	Cerrada y adjudicada	22/09/2020
CP-CDNC2020-001	01/10/2020 al 31/12/2021	Cerrada y desierta	27/07/2020

Fuente: SICEP-XM – elaboración DTGE.

De las convocatorias listadas anteriormente, la convocatoria CP-CDNC2020-001 presentó limitación en la participación de agentes interesados solicitando la participación de generadores con Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER). Según lo evidenciado en los pliegos para consulta del SICEP – XM, se presentó la limitación únicamente para el tercer producto donde se realizó la solicitud de contrato tipo «Pague lo Contratado» con energía

eléctrica proveniente de fuentes no convencionales de energía renovable para cumplir con lo estipulado en el numeral 2, del artículo 4 de la Resolución MME 40715 de 2019.

Por otra parte, las convocatorias CP-CDNC2020-001 y CP-CDNC2021-002 se encuentran en estado cerradas y desiertas, encontrando que en la formalización de resultados de las convocatorias la prestadora da las siguientes justificaciones:

Para la convocatoria CP-CDNC2020-001 no se recibieron ofertas, y se indicó lo siguiente:

«Durante la audiencia pública se informa que no se recibieron ofertas y que conforme con el artículo 10 de la Resolución CREG 130 de 2019 numeral 10.5, en su literal b se establece que: “Convocatorias desiertas. La única razón por la que el comercializador puede declarar desierta la convocatoria es porque ningún oferente fue habilitado o porque todas las ofertas de oferentes habilitados fueron descartadas a la luz de la metodología de evaluación de ofertas o de la oferta reserva presentada por el comercializador”».

Para la convocatoria CP-CDNC2021-002 el precio de reserva fue superado, y se indicó lo siguiente:

«Se informa que teniendo en cuenta las condiciones de oferta, metodología de evaluación, oferta reserva, la regulación vigente en especial lo establecido en el artículo 10.5 literal b de la resolución CREG 130-2019: “Convocatorias desiertas. La única razón por la que el comercializador puede declarar desierta la convocatoria es porque ningún oferente fue habilitado o porque todas las ofertas de oferentes habilitados fueron descartadas a la luz de la metodología de evaluación de ofertas o de la oferta reserva presentada por el comercializador”».

De la información analizada se observa que la convocatoria de mayor cantidad de energía es la CP-CDNC2022-003 para cubrir las necesidades en los periodos del 01 de enero de 2025 al 31 de diciembre de 2026, con una cantidad de energía adjudicada de 1131,46 GWh con un precio ponderado promedio de 260,72 \$/kWh.

Por otra parte, se evidencia que la prestadora no cuenta con un mecanismo o herramienta de control de los procedimientos y tiempos generales sobre las convocatorias públicas, que trata el artículo 10 de la Resolución CREG 130 de 2019. La revisión y control de aspectos comerciales del Mercado de Energía se realiza manualmente, y se encuentra en responsabilidad del profesional asignado. Se recomienda que Cedenar valide lo mencionado anteriormente.

4.4.5.1.3 Porcentaje de compras propias

Según lo establecido el artículo 18 de la Resolución CREG 130 de 2019, a partir del 1 de enero de 2027, para el mercado regulado los comercializadores no pueden formalizar contratos con generadores o comercializadores con quienes se encuentren integrados verticalmente, tengan el mismo control o con quienes se encuentren en situación de control, en un porcentaje superior al diez por ciento (10%) de su demanda regulada. Se establece una senda de transición que estipula que para los años 2020 y 2021, el porcentaje de compras propias del comercializador no puede ser mayor al cincuenta por ciento (50%) de su demanda regulada. Para el año 2022, el límite de compras propias es de máximo el cuarenta por ciento (40%) de su demanda regulada. En la Tabla 60 se resume la proyección de compras propias de la prestadora:

Tabla 60. Proyección de porcentaje de compras propias Cedenar.

Año	Demanda Comercial Proyectada (MWh)	Compra propia (MWh)	Compra propia (%)
2021	765.237,83	164.119,48	21,45
2022	780.746,81	119.167,03	15,26
2023	854.213,42	137.148,34	16,06
2024	884.176,80	138.280,97	15,64
2025	822.971,89	137.354,05	16,69
2026	836.897,18	35.302,83	4,22

Fuente: Información Cedenar – elaboración DTGE.

Se evidencia que, la proyección realizada por la prestadora se encuentra dentro de los porcentajes indicados en la regulación.

4.4.5.1.4 Porcentaje de cobertura para agentes del mercado no regulado

En cuanto al mercado de contratos con destino a usuarios no regulados, para el periodo analizado en Cedenar se presentaron dos contratos en el tipo pague lo contratado, donde el precio promedio ponderado fue de 234 \$/kWh. En la Tabla 61 se resumen las características de los contratos.

Tabla 61. Cantidad de contratos en el Mercado No Regulado en el periodo analizado.

Año	Compra o venta	Tipo de contrato	Número de contratos	Cantidad promedio de energía (MWh)	Precio Ponderado Promedio (\$/kWh)	Duración Promedio del contrato (años)
2021	Compra	Pague lo contratado	2	18.006	234	1,52

Fuente: Sinergox-XM – elaboración DTGE.

4.4.5.1.5 Nivel de cumplimiento de comercializadores de la Resolución MME 40715 de 2019

Teniendo en cuenta lo impuesto en el artículo 3 de la Resolución MME 40715 de 2019, donde se indica que los agentes comercializadores del Mercado de Energía Mayorista estarán obligados a que el diez por ciento (10%) de las compras de energía destinadas a atender usuarios finales del mercado regulado en un año, deben provenir de Fuentes No Convencionales de Energía Renovable (FNCER), Cedenar tiene una proyección para cumplir lo indicado por la regulación a partir del año 2025, donde se proyecta un porcentaje del 12%, el cual se mantendría hasta el año 2032. La prestadora indica que seguirán participando activamente en convocatorias públicas, con productos con FNCER para completar el porcentaje correspondiente para los años 2023 y 2024. Se realizará seguimiento al cumplimiento de los porcentajes indicados en la resolución.

4.4.5.1.6 Participación en subastas de energía

Cedenar participó activamente en las subastas de energía, encontrando que, la prestadora cuenta con la acumulación de 11 contratos adjudicados, con un total de energía adjudicada de 10,49 GWh y un valor en el precio promedio ponderado de 210,2 \$/kWh.

4.4.5.2 Código de Medida

En cuanto al cumplimiento del Código de Medida, a Cedenar se realizó la revisión de los requisitos de exactitud para medidores y transformadores de medida que trata el artículo 9 de la Resolución CREG 038 de 2014 para las fronteras comerciales encontrando lo siguiente:

- Fronteras de generación: Aunque las fronteras cumplen con los requisitos regulatorios en cuanto a nivel de exactitud en medidores y transformadores de medida, se encuentra que en tres de las fronteras de generación los medidores de energía no se encuentran calibrados en los cuatro cuadrantes de energía. La totalidad de fronteras de generación cuentan con medidor de respaldo. En la Tabla 62 se muestran las características en cuanto a exactitud de los elementos del sistema de medida.

Tabla 62. Exactitud de Fronteras de generación.

Código SIC	Nombre	Punto Medición	Nivel exactitud MP	Nivel exactitud MR	Nivel exactitud TC	Nivel exactitud TT	Calibrado cuatro cuadrantes
Frt00284	PLANTA MENOR JULIO BRAVO	2	0,5S	0,5S	0,5S	0,2	NO
Frt00333	PLANTA MENOR RÍO BOBO	2	0,5S	0,5S	0,5S	0,5	NO
Frt00361	PLANTA MENOR RÍO SAPUYES	2	0,5S	0,5S	0,5S	0,5	NO
Frt28516	PLANTA RÍO MAYO	3	0,2S	0,2S	0,2S	0,2	SI

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

- Las fronteras de tipo no regulado y entre agentes cumplen con los requisitos regulatorios en cuanto a nivel de exactitud en medidores y transformadores de medida según la información suministrada por la prestadora, se encuentra que el 64% de las fronteras no cuenta con medidores de energía calibrados en los cuatro cuadrantes. En la Tabla 63 se muestran las características en cuanto a exactitud de los elementos del sistema de medida.

Tabla 63. Exactitud Fronteras de tipo «entre agentes» y «no regulado».

Código SIC	Nombre	Tipo de frontera	Punto Medición	Nivel exactitud MP	Nivel exactitud MR	Nivel exactitud TC	Nivel exactitud TT	Calibrado cuatro cuadrantes
Frt00042	Frontera Subestación Jamondino	Tipo Entre Agentes	1	0,2S	0,2S	0,2S	0,2	SI



Código SIC	Nombre	Tipo de frontera	Punto Medición	Nivel exactitud MP	Nivel exactitud MR	Nivel exactitud TC	Nivel exactitud TT	Calibrado cuatro cuadrantes
Frt10322	Río Mayo 115 kV	Tipo Entre Agentes	1	0,2S	0,2S	0,2S	0,2	SI
Frt10328	Frontera Subestación Jamondino	Tipo Entre Agentes	1	0,2S	0,2S	0,2S	0,2	SI
Frt22165	Frontera Subestación Jamondino Atr2	Tipo Entre Agentes	1	0,2S	0,2S	0,2S	0,2	SI
Frt22167	Frontera Subestación Jamondino Atr2.	Tipo Entre Agentes	1	0,2S	0,2S	0,2S	0,2	SI
Frt11168	Empopasto SA ESP Planta Río Bobo	Tipo No Regulado	2	0,5S	0,5S	0,5S	0,5	SI
Frt29361	San Bernardino Guapi 115 kV	Tipo Entre Agentes	2	0,2S	0,2S	0,2S	0,2	SI
Frt29362	San Bernardino Guapi 115 kV	Tipo Entre Agentes	2	0,2S	0,2S	0,2S	0,2	SI
Frt32029	San Martín 115 kV	Tipo Entre Agentes	2	0,2S	0,2S	0,2S	0,2	NO
Frt03808	Cooperativa de Productos Lácteos de Nariño Ltda. (Guachucal)	Tipo No Regulado	3	0,2S	N/A	0,5S	0,5	NO
Frt03809	Cooperativa de Productos Lácteos de Nariño Ltda. (Pupiales)	Tipo No Regulado	3	0,5S	N/A	0,5S	0,5	NO
Frt04073	Cooperativa de Productos Lácteos de Nariño Ltda. (Planta Aranda)	Tipo No Regulado	3	0,5S	N/A	0,5S	0,5	NO
Frt05958	Clínica Los Andes SA.	Tipo No Regulado	3	0,5S	N/A	0,5S	0,5	NO
Frt06554	Inversiones Merca Z SA	Tipo No Regulado	3	0,5S	N/A	0,5S	0,5	NO
Frt07521	Palmas de Tumaco SA	Tipo No Regulado	3	0,5S	N/A	0,5S	0,5	NO
Frt07662	Extractora Santafé SAS	Tipo No Regulado	3	0,5S	N/A	0,5S	0,5	SI
Frt09546	Instituto Nacional de Vías (Túnel Daza)	Tipo No Regulado	3	0,5S	N/A	0,5S	0,5	NO
Frt11166	Empopasto SA ESP Planta Mijitayo	Tipo No Regulado	3	0,5S	N/A	0,5S	0,5	NO
Frt11167	Empopasto SA ESP Planta Centenario	Tipo No Regulado	3	0,5S	N/A	0,5S	0,5	NO
Frt18906	Tumako Fish SAS	Tipo No Regulado	3	0,5S	N/A	0,5S	0,5	NO
Frt18935	Gilmar	Tipo No Regulado	3	0,5S	N/A	0,5S	0,5	NO
Frt21551	Flórez Z Y Cia. Sca - Hotel Los Corales	Tipo No Regulado	3	0,5S	N/A	0,5S	0,5	NO
Frt26184	Agresur SAS	Tipo No Regulado	3	0,5S	N/A	0,5S	0,5	NO
Frt31969	Hotel Villa del Sol	Tipo No Regulado	3	0,5S	N/A	0,5S	0,5	NO
Frt31987	La Cigarra SAS	Tipo No Regulado	3	0,5S	N/A	0,5S	0,5	NO

Fuente: Cedonar – elaboración DTGE.

Según lo anterior, la prestadora notificó que se encuentra en ejecución del plan de mantenimiento de las fronteras comerciales a través de contrato con firma externa. En virtud de lo anterior, la empresa ha remitido a esta Superintendencia información relacionada con el cumplimiento de la Resolución CREG 038 de 2014, encontrando que el 38% de las fronteras no cumplen Código de Medida, y solo el 58% de las fronteras se encuentran en estado de cumplimiento. Para la fecha de revisión el 4% de las fronteras se encuentran fuera de servicio. A continuación, en la Figura 59 se resume el estado de cumplimiento de Código de Medida de las fronteras comerciales:

Figura 59. Estado de cumplimiento de Código de Medida.



Fuente: Elaboración Cedenar.

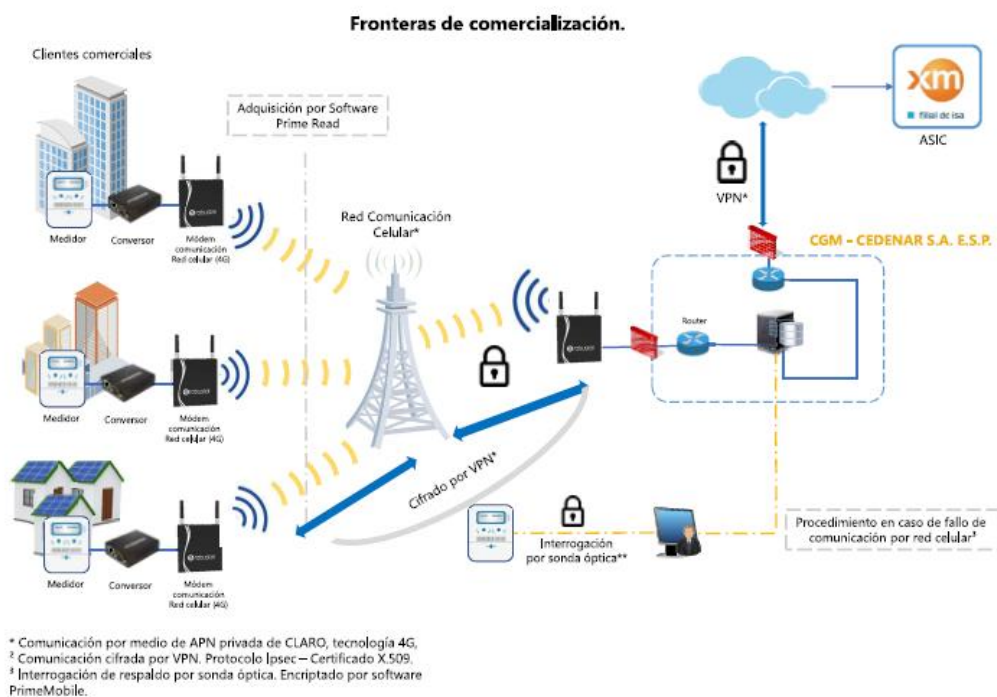
Se solicita que Cedenar mantenga actualizada la información de las fronteras tanto en el archivo de control interno, como en el aplicativo de fronteras de XM, a medida que se realicen cambios y normalizaciones en el sistema de medida de las fronteras.

Por otra parte, las fronteras cuentan con un esquema de comunicaciones cifrado por VPN con protocolo IPsec para cada medidor que se conecta al Centro de Gestión de Medida (CGM), el cual está ubicado en la sede principal de Cedenar. En la Figura 60 se observa el diagrama de comunicaciones entre las fronteras comerciales y el CGM.

Para la comunicación entre los medidores y el CGM, la empresa cuenta con APN privada y segmentada con el operador de telecomunicaciones Claro.

El CGM emplea diferentes softwares propietarios de lectura para cada marca de medidor. Para la validación y el reporte de esta información ante el ASIC - XM, se emplea el software de lectura multivendor de la empresa PrimeStone, el cual se encarga de obtener información almacenada en la base de datos, para posteriormente enviar el reporte al ASIC. Una vez el ASIC recibe el mensaje proveniente del CGM, la herramienta entrega un código o mensaje, indicando que el mensaje fue recibido o si se presentan errores en el reporte

Figura 60. Diagrama de comunicaciones Cedenaar.



Fuente: Cedenaar.

El software especializado, permite realizar llamadas a los medidores y almacenar los datos descargados. La información extraída de los medidores al momento de realizar la consulta se envía al CGM, donde se aplica un protocolo de protección de datos, de acuerdo con lo requerido por el Código de Medida. En caso de identificar una falla en la comunicación o dificultad para consultar los registros del medidor, que no puedan subsanarse de forma remota,

se programan visitas técnicas dentro de los plazos establecidos por el ASIC. Tras interrogar los medidores, el CGM permite que los datos descargados sean concentrados y almacenados en una base de datos, tal como lo establece el artículo 18 del Código de Medida. Tal como lo establece el mismo artículo, el CGM puede emplear el mismo software para la validación de datos con la información extraída, revisando la coherencia en la información.

El administrador del CGM asigna privilegios especiales para el acceso a los equipos únicamente al personal operativo, los usuarios y contraseñas de los medidores son renovados cada dos años como se indica en la regulación. De acuerdo con lo señalado por la prestadora, el sistema de medida cuenta con un esquema de protección de datos alineado a los requisitos del artículo 17 de la Resolución CREG 038 de 2014. De la misma manera, se emplean mecanismos de protección y seguridad en los equipos del sistema de medida.

Sobre el CGM, la empresa también remitió el informe final sobre la gestión de la medición del que habla el artículo 40 y el anexo 3 de la Resolución CREG 038 de 2014. En el informe emitido por XM, se destaca que se lleva un estricto control sobre las fallas, encontrando que, a la fecha de la revisión, la prestadora no presenta fallas reportadas ante el ASIC.

En cuanto al artículo 23 de la Resolución CREG 038 de 2014, donde se señala en su segundo párrafo que, para las fronteras comerciales con reporte al Administrador del Sistema de Intercambios Comerciales (ASIC), se debe realizar una verificación inicial. Cedenar divulgó el formato o plantilla de informe de las verificaciones iniciales que se realizan en el momento de ingreso de las fronteras. Según el artículo en mención, el mismo párrafo señala que el Representante de Frontera (RF) debe consolidar los resultados de las verificaciones en un informe, y publicarlo en su página WEB y enviarlo a la SSPD; sin embargo, tras consultar en la página de la empresa no se logra observar el informe. En cuanto a las publicaciones en la página WEB, tampoco se cumple lo establecido en el artículo 28 del Código de Medida sobre la publicación del plan de mantenimiento del sistema de medición, ni lo señalado en el anexo 3 sobre la publicación del informe anual de operación del CGM por parte del RF.

Adicionalmente, sobre los procedimientos de validación de información del CGM, se encontró que se requieren realizar ajustes para la sincronización del reloj de los medidores de energía, encontrando que algunos equipos no se encuentran ajustados según lo establecido en el artículo 16 de la resolución CREG 038, donde se establecen los límites de desfase máximo permitido del reloj del medidor con respecto a la hora oficial colombiana. A su vez, se deben ajustar los procedimientos de validación de la información descargada entre medidor principal y medidor de respaldo con los valores permitidos en la regulación e incluyendo la totalidad de canales con los que cuentan los equipos de medida en los perfiles de carga.

Finalmente, se recomienda a la empresa iniciar la validación de los planes piloto de implementación de infraestructura de medición avanzada, en virtud de alcanzar los porcentajes de usuarios con medición avanzada en el año 2030, según lo establecido en la Resolución CREG 101 de 2022.

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

Para este aspecto, se menciona sobre el funcionamiento del sistema de facturación de usuarios AGPE y posteriormente sobre el procedimiento de participación en el control automático de tensión para exoneración del cobro de energía reactiva, tanto inductiva como capacitiva.

Para iniciar, el sistema de facturación de usuarios AGPE consta de dos etapas de cargue de información en el sistema de facturación OPEN Smart Flex; La primera etapa, trata de la carga a su sistema de los componentes de las tarifas de energía incluyendo los valores de las tarifas subsidiadas y contributivas, los valores horarios del precio de bolsa, y los costos unitarios por nivel de tensión con la propiedad de los activos. La segunda etapa, consta en el cargue de la información descargada de los medidores de energía. Posteriormente, el sistema realiza la valoración de excedentes de autogeneración según los parámetros configurados bajo la Resolución CREG 174 y 135 de 2021.

Para el cálculo de excesos de energía reactiva, tanto inductiva como capacitiva, Cedenar aplica el procedimiento que trata la Resolución CREG 015 de 2018 para todos los usuarios, con la excepción de que, a la fecha de la revisión, no se aplica el incremento en el factor multiplicador M y no se ha implementado el cobro del exceso de energía inductiva capacitiva que trata el capítulo 12 de la misma resolución.

Cedenar reconoce que ha presentado dificultades en el proceso de facturación de los usuarios AGPE, indicando que se debe a los cambios y actualizaciones normativas en el sistema comercial, lo cual ha generado dificultades en la liquidación a usuarios AGPE. Se encuentra que, actualmente, a este tipo de usuarios les ha cambiado temporalmente su ciclo de facturación, y proyectan retornar a facturación mensual finalizando el año 2022. Para la fecha de revisión, la prestadora indica que se ha reducido la cantidad de PQRS por facturación y reconocimiento de excedentes de autogeneración. Respecto al reconocimiento económico de los excedentes de autogeneración se envían las matrices de consumos anexas a la factura de energía, y en caso de contar con exportación se permuta como un saldo a favor del usuario en cada periodo de facturación.

Por otra parte, para que los usuarios AGPE queden exonerados del cobro de energía reactiva en exceso, el procedimiento que Cedenar solicita para la participación en control automático de tensión que trata la Resolución CREG 015 de 2018 no se encuentra detallado y claro, encontrando que no se cuenta con los parámetros definidos para acceder a este beneficio.

4.4.5.4 Subsidios FOES y FSSRI

La empresa Cedenar es un comercializador que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios no regulados y regulados en los estratos residenciales 1, 2, 3, 4, 5 y 6 y en los sectores: comercial, industrial, provisional, oficial, alumbrado público, especial asistencial y especial educativo. De la anterior clasificación, se encuentran usuarios con beneficio de subsidios, así como usuarios sujetos de contribución.

La empresa reportó al SUI la información pertinente a subsidios y contribuciones correspondiente a las vigencias 2020 y 2021 de acuerdo con los lineamientos establecidos en

las Resoluciones SSPD 20102400008055 de 2010, SSPD 20192200020155 de 2019 y SSPD 20212200012515 de 2021, en los formatos dispuestos para tal fin como son:

- **Resolución SSPD 20102400008055 de 2010**

Formato 20: Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES

Formato 21: Giros Recibidos y Efectuados

- **Resoluciones SSPD 20192200020155 de 2019 y SSPD 20212200012515 de 2021**

Formato S1. Resumen Contable Subsidios, Contribuciones y FOES

Formato S2. Giros Recibidos y Efectuados

Formato S5. Validaciones Trimestrales Subsidios

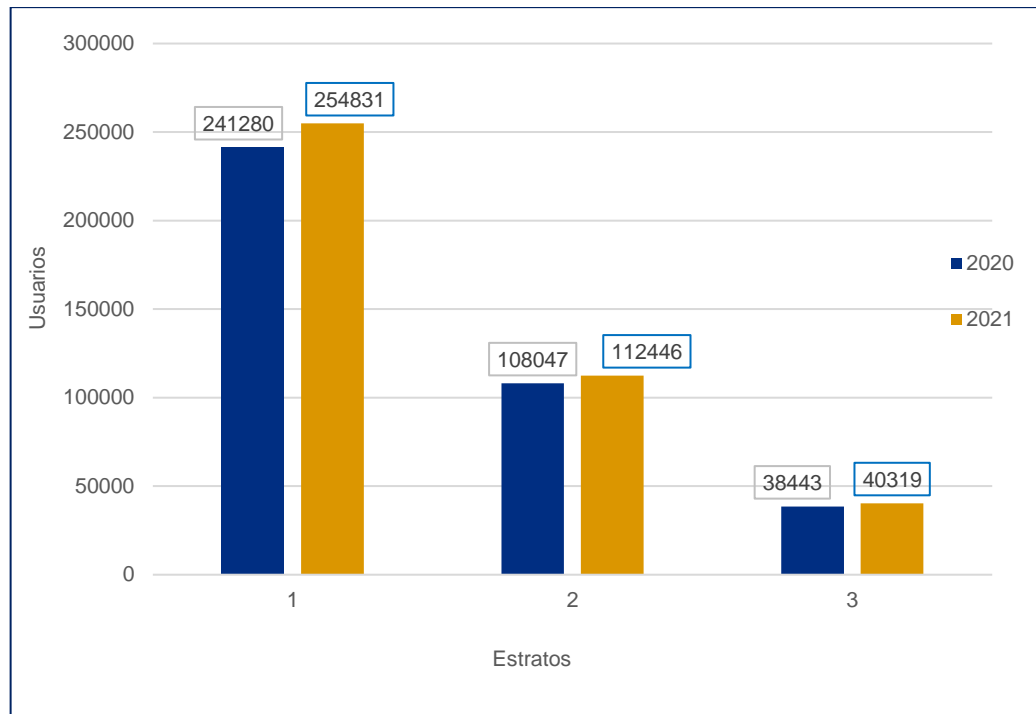
Formato S9. Facturas Base de la Aplicación del FOES

Formato S10. Contribuciones No Recaudadas Después de 6 Meses y Contribuciones

De igual manera, se evidencia que Cedenar reportó al Ministerio de Minas y Energía, la información correspondiente a las conciliaciones de subsidios y contribuciones de manera trimestral de conformidad con el Decreto 1073 de 2015.

En la Figura 61 se observa el total de 407 596 usuarios subsidiados correspondiente a los estratos 1, 2 y 3 para la vigencia 2021 distribuidos como se ilustra a continuación:

Figura 61. Número de Usuarios Subsidiados 2020 – 2021.



Fuente: Cedemar y SUI – elaboración DTGE.

De la anterior Figura, se observa que, la concentración más representativa de los usuarios subsidiados están en estrato 1 ascendiendo a los 254 mil usuarios con una participación del 62% para la vigencia 2021, seguido del estrato 2 con una participación del 27% del total de usuarios subsidiados.

4.4.5.4.1 Subsidios FSSRI

En el análisis efectuado por parte de la DTGE a la aplicación de subsidios provenientes del Fondo de Solidaridad y Redistribución del Ingreso (FSSRI), se encuentra que, para la vigencia 2021, los subsidios alcanzaron cifras de 111 478 millones COP, presentándose un aumento del 13% con respecto al año anterior (2020) tal como se ilustra en la Tabla 64.

Tabla 64. Comportamiento de Subsidios 2020 – 2021.

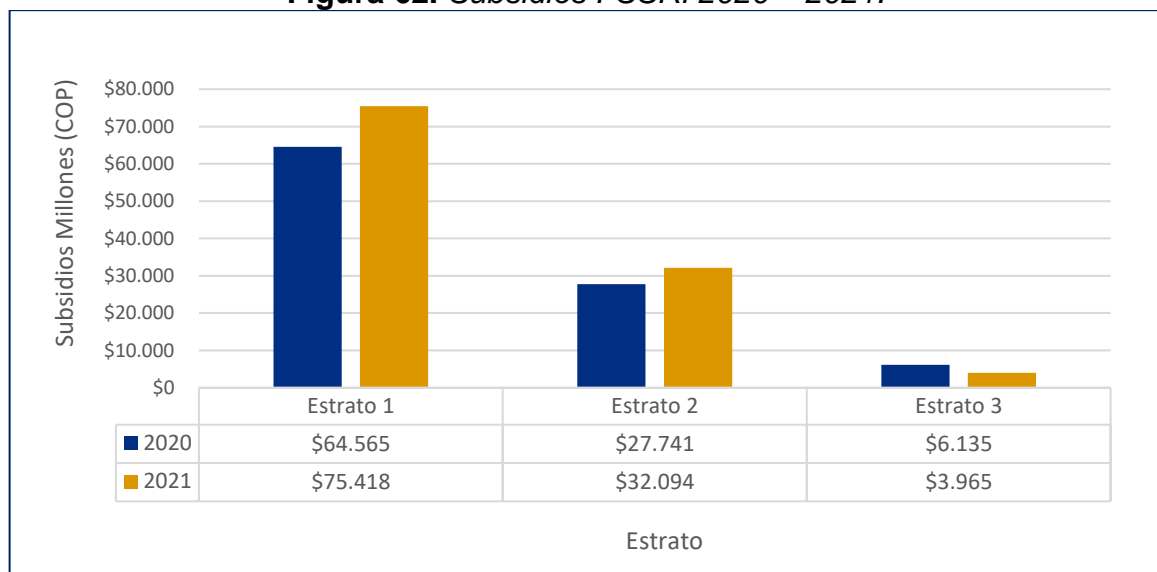
Estrato	Subsidios 2020 (COP)	Subsidios 2021 (COP)	Variación (COP)	Variación (%)
Estrato 1	64.565.918.985	75.418.424.084	10.852.505.099	17
Estrato 2	27.741.128.616	32.094.171.408	4.353.042.792	16
Estrato 3	6.135.173.721	3.965.853.864	-2.169.319.857	-35
Total	98.442.221.322	111.478.449.356	13.036.228.034	13

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

Esta variación obedece principalmente al aumento del número de usuarios subsidiados en los estratos 1, 2 y 3, pasando de 387 000 a 407 000, como se ilustró en la Figura 61. En consecuencia, con el aumento del número de usuarios se genera un aumento en el consumo base de liquidación de los subsidios para los años 2020 y 2021 respectivamente.

En cuanto a las cifras facturadas a los subsidios, se observó que el estrato 1 representa 65,5%, seguido del estrato 2 con el 28% y en un tercer lugar de participación el estrato 3 con 6,2%. Ver Figura 62.

Figura 62. Subsidios FSSRI 2020 – 2021.



Fuente: Cedenar y SUI - elaboración DTGE.

4.4.5.4.2 Contribuciones FSSRI

Las contribuciones facturadas por Cedenar provenientes de los estratos 5 y 6, y los sectores comerciales e industriales alcanzaron un valor de 11 502 millones COP, cifra superior comparada con el año 2020, con una variación positiva del 12%, tal como se ilustra en la Tabla 65.

Tabla 65. Comportamiento Contribuciones 2020 – 2021.

Estrato	Contribuciones 2020 (COP)	Contribuciones 2021 (2021)	Variación (COP)	Porcentaje Variación (%)	Porcentaje Participación (%)
Estrato 5	550.651.011	600.393.870	49.742.859	9	5
Estrato 6	8.647.703	10.396.331	1.748.629	20	0,1
Comerciales	8.066.128.200	9.490.879.193	1.424.750.993	18	83
Industriales	544.188.155	640.688.047	96.499.892	18	6
Provisionales	817.604.102	760.188.343	-57.415.759	-7	7
Total	9.987.219.170	11.502.545.784	1.515.326.614	12	100

Fuente: Cedenar SUI – elaboración DTEG.

Así mismo, se observó una importante participación en contribuciones de solidaridad del sector comercial, ocupando 83% de los aportes solidarios con cifras superiores a los 9491 millones de pesos, seguido por los aportes por parte del sector industrial, con una participación del 6% del total de las contribuciones.

4.4.5.4.3 Superávit o déficit del esquema de subsidios y contribuciones

Al llevar a cabo el balance de subsidios y contribuciones al cierre de las vigencias 2020 y 2021, se encuentra que el mercado de Cedenar es deficitario, esto, debido, principalmente, a que aproximadamente el 92% de sus usuarios son subsidiados, mientras que el 7% de ellos son aportantes de contribución, comportamiento del mercado que, al final del balance, da un resultado deficitario, es decir, las contribuciones recaudadas no alcanzan a cubrir los subsidios otorgados.

Sumado a lo anterior, se muestra el balance de subsidios y contribuciones por parte de la empresa Cedenar, donde se evidencia el estado de deficitarios para las vigencias (2020 y 2021) por valor de 88 128 millones COP, y 99 536 millones COP, respectivamente.

Estos déficits podrán ser cubiertos con los recursos asignados en el Presupuesto General de la Nación, al Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos (FSSRI) administrado por el Ministerio de Minas y Energía. En la Tabla 66 se observa la variación entre los balances del año 2020 y 2021.

Tabla 66. Balance Subsidios y Contribuciones 2020 – 2021.

CONCEPTO	Balance 2020 (COP)	Balance 2021 (COP)	Variación (COP)
SUBSIDIOS	-100.225.170.524	-112.897.073.951	-12.671.903.427
CONTRIBUCIONES	9.987.219.170	11.502.545.784	1.515.326.614
CONTRIB. RECAUD. DESPUÉS DE CONCILIACIÓN	131.977.222	290.074.244	158.097.022
CONTRIB. NO RECAUDADAS > 6 MESES	-378.311.672	-752.646.518	-374.334.846
GIROS COMPENSACIONES OTROS COMERCIALIZADORES	2.356.024.157	2.303.032.643	-52.991.514
CONTRIBUCIONES NETAS	12.096.908.878	13.343.006.153	1.246.097.276
SUPERÁVIT / DÉFICIT	-88.128.261.646,04	-99.536.067.797,42	-11.407.806.151

Fuente: Cedenar – elaboración DTGE.

4.4.5.4 Conciliaciones y validaciones Minenergía

En cuanto al seguimiento realizado a las conciliaciones y validaciones a Cedenar, la Superservicios solicitó al Ministerio de Minas y Energía información al respecto, haciendo seguimiento a lo establecido en los Decretos 847 de 2001 y 201 del 2004, para lo cual manifiesto que, aún se encuentra en revisión de las conciliaciones correspondientes del 1° al 4° trimestre de la vigencia 2021, lo cual indica que, la validación podría quedar en firme o presentar alguna objeción. Se está a la espera de la información correspondiente para proceder con la revisión pertinente.

4.4.5.4.5 Fondo de Energía Social (FOES)

Se observó que Cedenar aplicó el beneficio FOES por un valor de 6 430 millones COP para la vigencia 2021; los usuarios beneficiados pertenecen a los estratos 1 y 2, siendo el estrato 1 el mayor beneficiario; de igual manera, se observó un aumento de este subsidio en 2 380 millones más que el año 2020. Así mismo, y en cifras globales, se puede observar que los usuarios del servicio de energía eléctrica de menores ingresos de Cedenar han sido beneficiados tanto de los subsidios provenientes del FSSRI como del FOES, y al igual que el FSSRI, en el estrato 1 se concentra la mayor del subsidio, tal como se detalla en la Tabla 67.

Tabla 67. Comportamiento FOES 2020 – 2021.

ESTRATO	Valor FOES 2020 (COP)	Valor FOES 2021 (COP)
Estrato 1	3.579.197.668,00	5.719.773.920

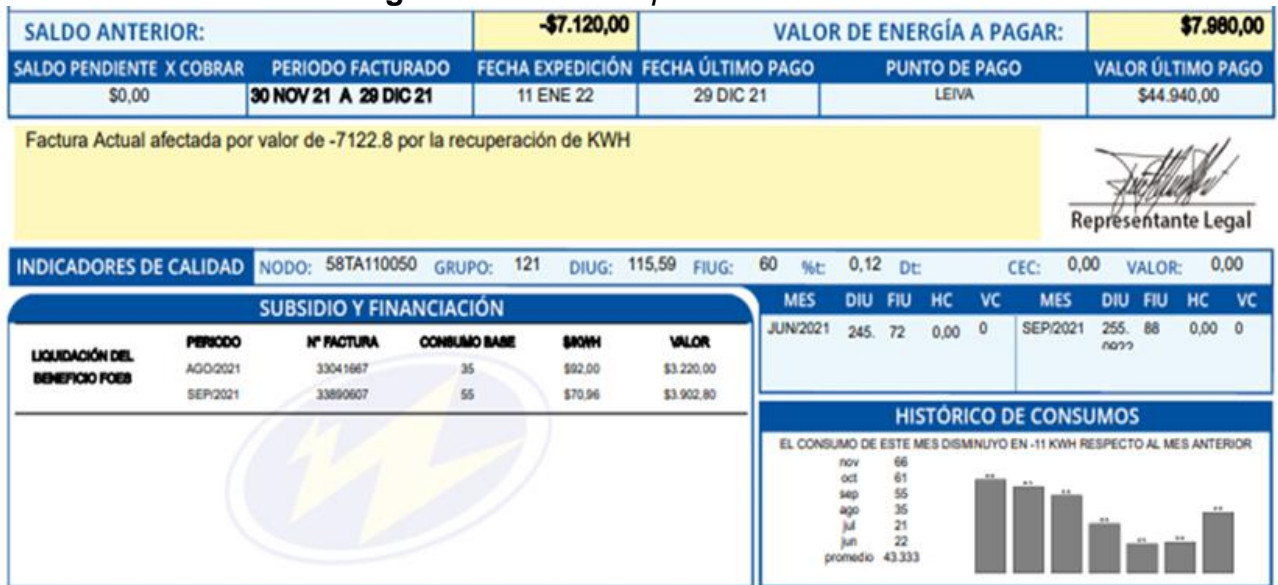
Estrato 2	471.089.799,00	710.823.776
Total	4.050.287.467,00	6.430.597.696

Fuente: Cedenar y SUI – elaboración DTGE.

De igual manera, Cedenar responde sobre la programación del aplicativo comercial, indicando que fue parametrizado para que, cuando el MME expida una resolución FOES y gire el dinero, aplique en la factura del usuario el subsidio FOES proveniente del mes donde se generaba el subsidio.

En la Figura 63, y a manera de ejemplo, se muestra una factura con aplicación del beneficio FOES. En esta Figura se evidencia que la aplicación sería para los meses de agosto y septiembre de 2021, por cuanto en este periodo se aplicaron dos resoluciones.

Figura 63. Factura aplicación FOES.



Fuente: Cedenar.

La empresa Cedenar informa que tiene programado el aplicativo para que, una vez se cargue la información de una resolución de pago del beneficio del FOES, expedida y girada por el MME, aplique el beneficio a los usuarios en el mes que sirvió de referencia para la expedición de la resolución.

4.4.6 Aspectos tarifarios

De acuerdo con la información comercial reportada en el Sistema Único de Información (SUI) y los requerimientos realizados para la presente evaluación integral, se tiene que, Cedenar, atiende usuarios regulados y no regulados. El presente informe contempla el análisis del mercado regulado, enfocado en el Costo Unitario de Prestación del Servicio, la aplicación de la Opción Tarifaria y las Tarifas, aplicadas a los usuarios regulados conectados a nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red, lo anterior, justificado en que la mayoría de los usuarios de la empresa se encuentran en este nivel de tensión. Por otra parte, en lo que se refiere a usuarios no regulados, se mostrarán los valores promedio de prestación del servicio por nivel de tensión conforme a lo reportado por el comercializador en los formatos comerciales del SUI. A continuación, se presenta evaluación de las tarifas del año 2021 de la empresa:

4.4.6.1 Usuarios regulados

Se procede a analizar los componentes tarifarios para este tipo de usuarios como sigue:

4.4.6.1.1 Análisis por componente del Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

Cedenar debe aplicar mensualmente la metodología tarifaria establecida por la Comisión de Regulación de Energía y Gas (CREG). A través de esta metodología se obtiene el costo económico eficiente de prestación del servicio al usuario final regulado, conocido como Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU) compuesto por seis componentes: Generación (G), transmisión (T), distribución (D), comercialización (C), pérdidas (PR) y restricciones del sistema (R). Ver Figura 64.

Figura 64. Fórmula para determinar el CU.

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

↓	↓	↓	↓	↓	↓
Generación	Transmisión	Distribución	Comercialización	Pérdidas	Restricciones
33,88%	5,74%	31,92%	17,91%	6,26%	4,29%

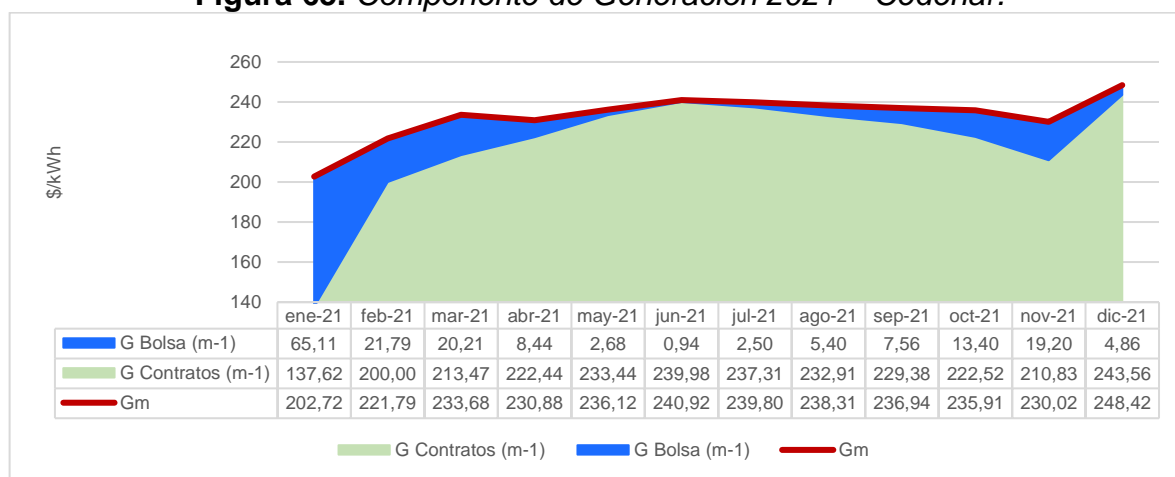
Fuente: elaboración DTGE.

Dentro del promedio determinado en la conformación del CU para cada uno de los componentes, se puede observar que, la Generación y la Distribución corresponden alrededor del 65% del CU, de acuerdo con la tendencia nacional y la normatividad vigente. Ahora bien, en desarrollo de la presente evaluación integral se desarrolló cada uno de los componentes y las principales variaciones para la vigencia 2021.

➤ **Componente de Generación**

Este componente se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007, modificada por la Resolución 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, bolsa en el mercado de energía mayorista, así como las compras realizadas en los mecanismos de contratación establecido en la Resolución 40590 de 2019 y la autogeneración a pequeña escala en el Sistema Interconectado Nacional. Ver Figura 65.

Figura 65. Componente de Generación 2021 – Cedenar.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

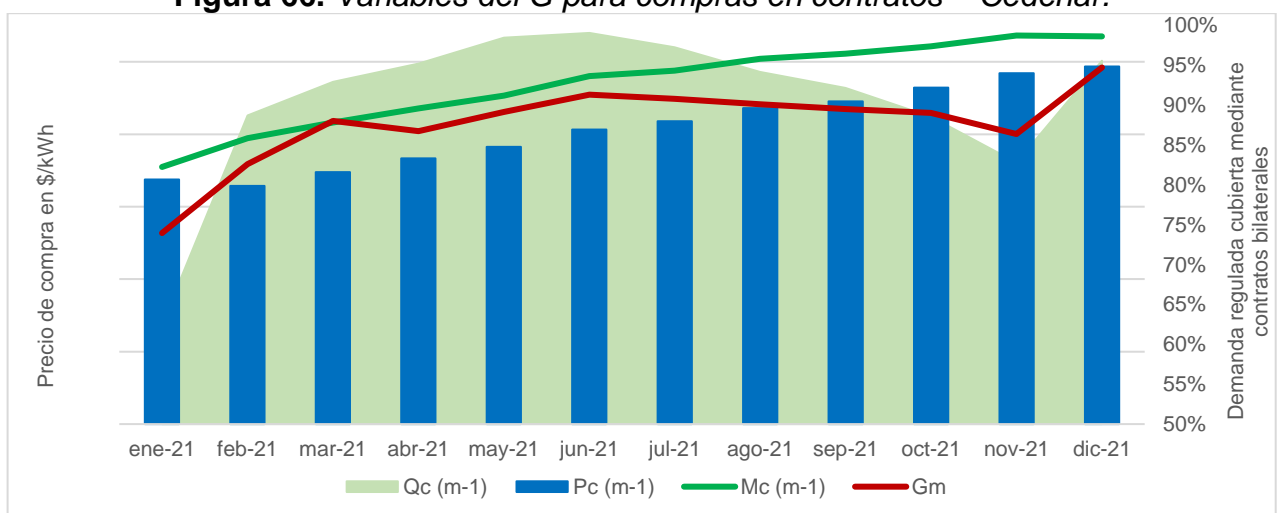
De acuerdo con el gráfico anterior, se puede evidenciar un incremento mayor del componente en el primer semestre de 2021; luego de esto, el componente presentó una estabilización y una leve reducción gradual en el segundo semestre del 2021, exceptuando el mes de diciembre en el cual el componente volvió a aumentar significativamente alcanzando su pico en este mes con un valor de 248,42 \$/kWh.

El área de color azul corresponde al valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en bolsa y el área de color verde corresponde a valor en \$/kWh del componente de Generación aportado por la parte de la demanda regulada atendida con energía comprada en contratos bilaterales. El aumento del componente de Generación estuvo determinado por un incremento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente, es decir que, la combinación del precio de bolsa junto con el nivel de exposición en ese momento, llevó a la empresa a alcanzar la mayor exposición en bolsa en los meses de enero y noviembre, con 37,47% y 17,17% respectivamente.

- **Compra en contratos**

Para ilustrar esta parte de la evaluación, se compara el comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en contratos del comercializador (P_c), el costo promedio ponderado por energía (M_c), el porcentaje de la demanda regulada cubierta con contratos bilaterales (Q_c) y el costo máximo a trasladar a usuarios finales (G).

Figura 66. Variables del G para compras en contratos – Cedenar.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

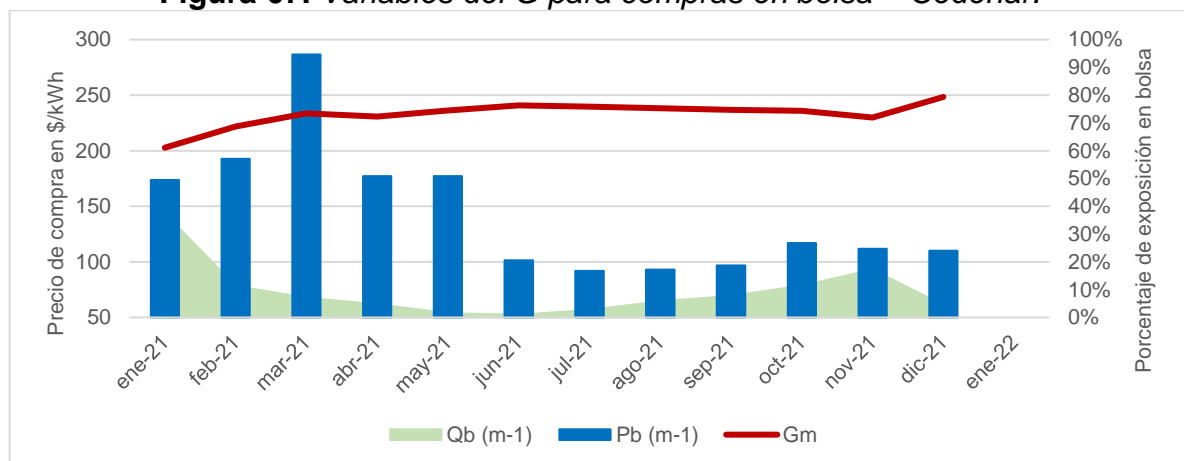
De la Figura 66 se puede observar que, Cedenar, pagó un precio promedio de energía en contratos (P_c) inferior al precio promedio del mercado (M_c), que tuvo un promedio de 243,84 \$/kWh en el 2021. Se aclara que, los valores para el P_c no se indican en la gráfica dado que



son el resultado de la estrategia de negociación de la empresa para la compra de energía y no son públicos, aunque dichas negociaciones resultan de un proceso regulado de convocatoria pública donde los oferentes proponen un precio y el comercializador evalúa si es pertinente o no adquirir la energía a dicho precio. En resumen, el precio promedio para el año 2021 de energía comprada en contratos fue de 231,85 \$/kWh, que se mantuvo por debajo del Mc promedio para el mismo periodo, aportando a que el efecto final en el G tuviera un valor promedio de 232,96 \$/kWh. En esta misma gráfica se puede observar cómo la empresa a inicio del año tenía mayor exposición en bolsa y el porcentaje de demanda regulada cubierta mediante contratos bilaterales Qc era de 62,53%, reduciendo la misma y llegando a alcanzar en el mes de junio un Qc igual a 99,07%, lo que ocasionó que en este mes la exposición en bolsa fuera de 0,93%; en los meses restantes del año, la empresa tuvo diferentes exposiciones en bolsa ocasionando cambios significativos en el G. El mes de diciembre la empresa presentó el mayor valor en el costo G máximo a trasladar a usuarios finales, consecuencia de un Pc más alto.

- **Compras en bolsa**

De forma semejante al análisis realizado con las compras en contratos, se compara el comportamiento de las variables del costo promedio de la energía comprada en bolsa (Pb), porcentaje de la demanda regulada cubierta con bolsa (Qb) y costo máximo a trasladar a usuarios finales (G).

Figura 67. Variables del G para compras en bolsa – Cedenar.



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

Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

En la Figura 67 se puede observar cómo la combinación del porcentaje de exposición en bolsa, y el precio de esta, incide directamente en el componente de Generación aplicado por Cedenar, aumentándolo tal cual se evidenció en el mes de diciembre de 2021, donde un Pb de 109,96 \$/kWh y una exposición en bolsa del 4,42% generaron el G de bolsa más alto de todo el 2021.

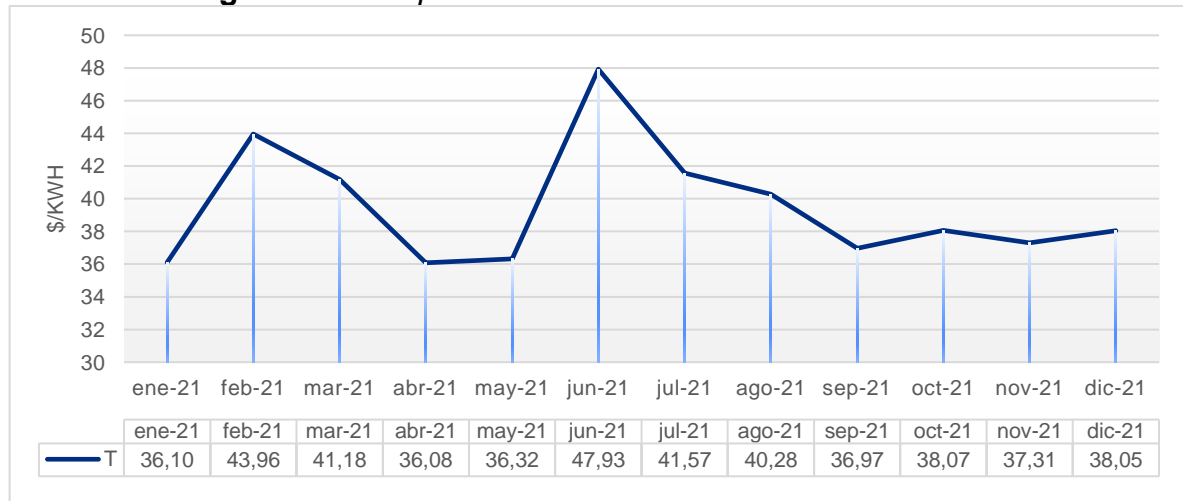
En este punto, se resalta que a través del radicado SSPD 20222232251381 del 09 de mayo de 2022, se informó a Cedenar de un presunto error en el reporte de información del Formato T9 del SUI relacionado con los insumos para el cálculo del componente de Generación del mes de octubre de 2021, donde se había solicitado iniciar proceso de reversión. Si bien la Superservicios ajustó el cálculo en el marco del proceso de verificación con base en los cálculos detallados remitidos por el prestador, es necesario que la información del SUI sea ajustada y a la fecha, no se evidencia en el sistema solicitud de reversión de este formato por parte del prestador.

➤ **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.

Para el cálculo de este componente se tienen en cuenta, principalmente, los ingresos mensuales del transmisor y la demanda de energía del Sistema Interconectado Nacional (SIN), estos ingresos del transmisor cambian cada vez que este solicita a la CREG la actualización de su base de activos y/o de otra variable. Las variaciones en los ingresos del transmisor no tienen un patrón en su actualización, la demanda de energía varía mensualmente, y la interacción entre estos dos factores arroja el valor de este componente.

Figura 68. Componente de Transmisión 2021 – Cedenar.



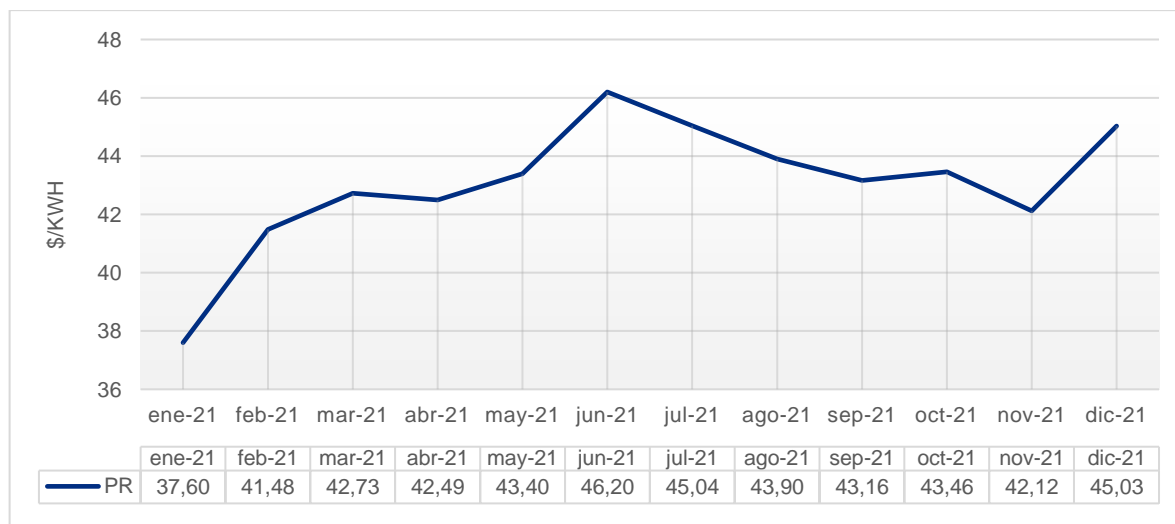
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

En la Figura 68 se pueden observar los valores del componente de Transmisión cobrado por las empresas a sus usuarios durante el año 2021; como se mencionó anteriormente este comportamiento depende directamente de la actualización de este componente que se realiza de acuerdo con el indexador que en este caso es el IPP y una interacción con la demanda mensual de energía. En el mes de junio se presentó el valor más alto en el componente de Transmisión que fue de 47,93 \$/kWh, mientras que el menor valor se presentó en el mes de abril y fue equivalente a 36,08 47,93 \$/kWh.

➤ **Componente de pérdidas**

Este componente corresponde al costo que es reconocido por 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, el componente de Pérdidas se calcula como una fracción de los componentes de Generación y Transmisión bajo las mismas condiciones del porcentaje de pérdidas reconocidas al Operador de Red propietario de las redes donde se preste el servicio, este componente también se ve afectado por la variable CPROG.

Figura 69. Componente de Pérdidas 2021.

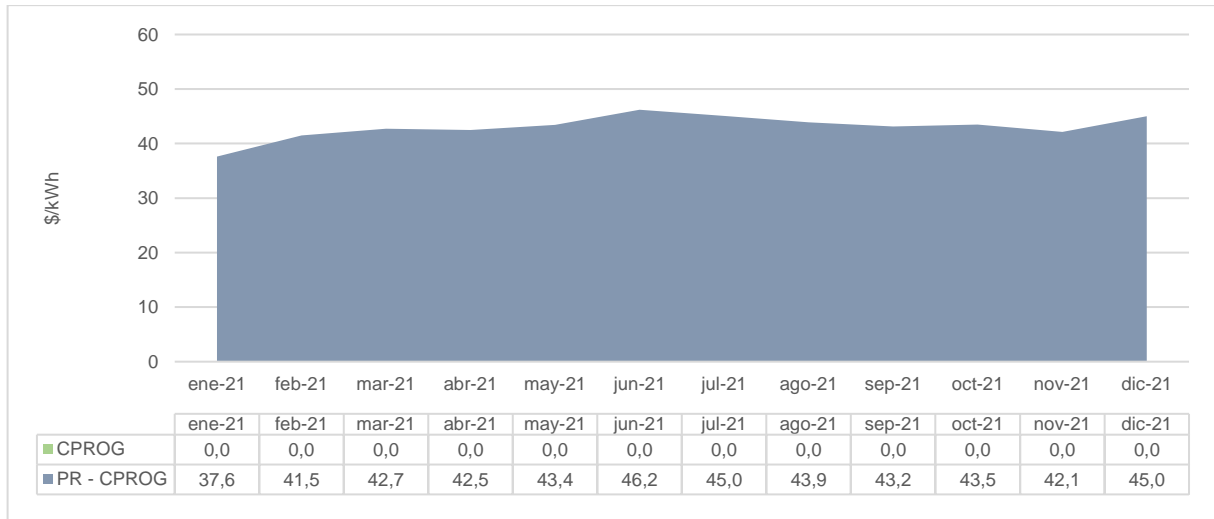


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

El componente de Pérdidas está conformado por el componente de Generación y el componente de Transmisión; razón por la cual, cambios en estos factores, generará un impacto similar en este componente teniendo una mayor influencia en su comportamiento la Generación. Ver Figura 69.

En el análisis del componente de Pérdidas también es necesario tener presente la variable CPROG, la cual afectó el valor del componente para la mayoría de los mercados. Lo anterior acorde al 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, estos deben ser aplicados por todos los comercializadores de energía que atiendan usuarios en el mercado conformado por las redes del OR Cedenar, el valor de este componente fue cero (0) para el 2021.

Figura 70. Componente de Pérdidas y CEPROG 2021- Cedenar.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI– elaboración DTGE.

En la Figura 70 se puede observar el comportamiento del valor de la variable CPROG y su impacto en el componente de pérdidas donde puede evidenciarse únicamente el valor de las Pérdidas debido a que, como ya se mencionó, es cero el valor de esta variable para el 2021.

➤ **Componente de distribución**

El componente de Distribución está relacionado al costo del sistema de distribución de acuerdo a la metodología definida en la Resolución CREG 015 de 2018, en este componente se tiene en cuenta principalmente el valor de los gastos de administración, operación y mantenimiento correspondiente a la actividad de distribución de energía eléctrica en los STR y SDL y los cargos por uso del OR, los cuales son los cargos, expresados en \$/kWh, acumulados para cada nivel de tensión, que remuneran a un OR las inversiones en los activos de uso de los SDL, STR y los gastos de AOM en los que incurre para la prestación del servicio. Los cargos de los STR y SDL son calculados mensualmente por el LAC.

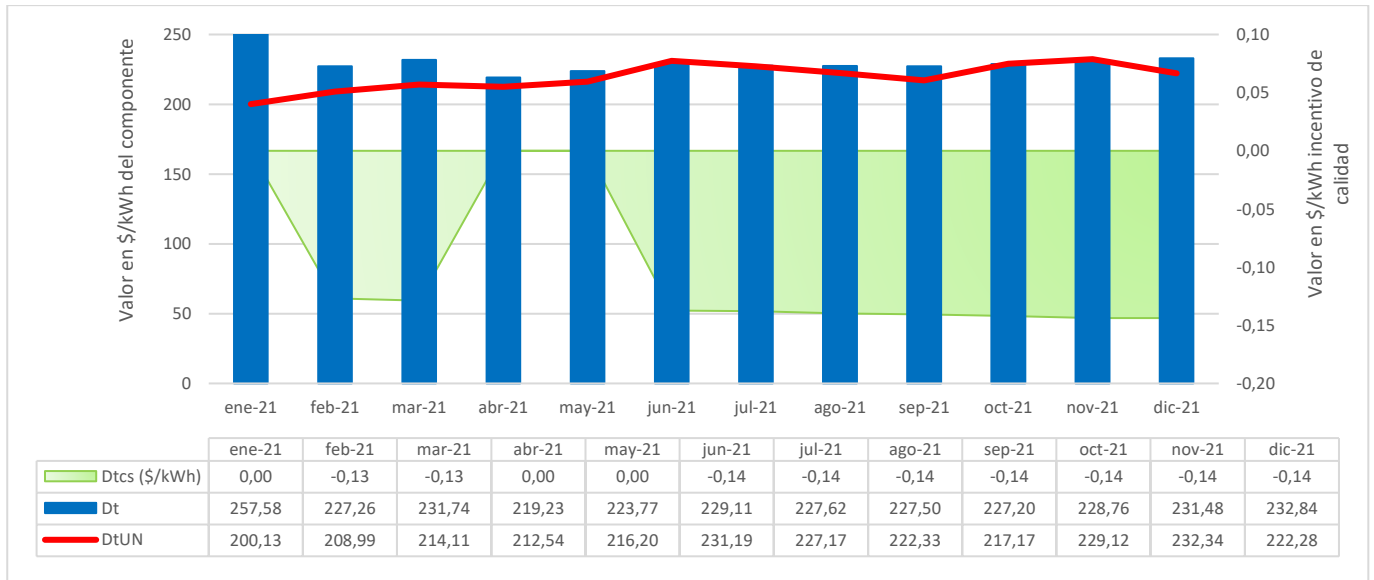
Mediante el Decreto 388 de 2007 del Ministerio de Minas y Energía se ordenó a la CREG conformar dentro de la metodología que establece la remuneración para la actividad de distribución de energía eléctrica, Áreas de Distribución (ADD) las cuales se definen como el «Conjunto de redes de Transmisión Regional y/o Distribución local destinado a la prestación del servicio en zonas urbanas y rurales, que son operadas por uno o más Operadores de Red y

que se conforman teniendo en cuenta la cercanía geográfica de los mercados atendidos y el principio de neutralidad establecido en la ley», y 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).

Cedesar, de acuerdo con, la Resolución 181347 de 2010 fue asignado al ADD Occidente con las empresas: Empresa Municipal de Energía Eléctrica SA ESP, Empresa de Energía de Pereira SA ESP (mercado Cartago), Compañía Energética de Occidente SAS ESP, CELSIA Colombia SA ESP (mercado Valle del Cauca), Compañía de Electricidad de Tuluá SA ESP y Empresas Municipales de Cali EICE ESP.

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. A la fecha, a través de la Resolución CREG 193-2019 Cedesar obtuvo su aprobación de ingresos por parte de la CREG.

Figura 71. *Componente de Distribución 2021-Cedesar.*



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

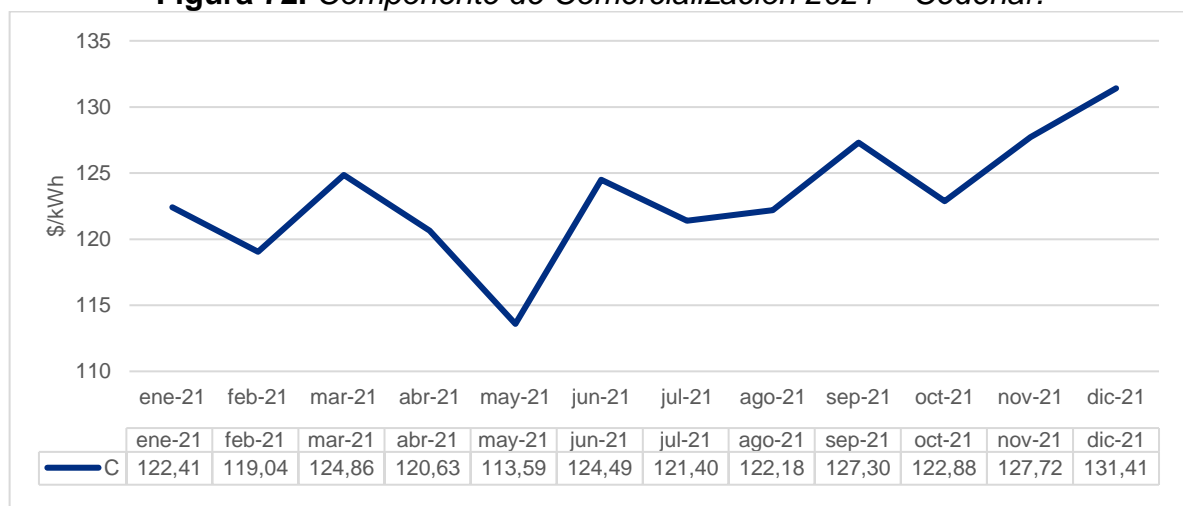
En la Figura 71 se puede observar que durante 2021 el valor promedio del DtUN fue de 219,46 \$/kWh con un valor máximo de 232,34 \$/kWh en el mes de noviembre de 2021 y un valor mínimo de 200,13 \$/kWh en enero del mismo año. También se puede observar que el valor del DtUN es inferior al cargo por uso del OR, exceptuando los meses de junio, octubre y noviembre en los cuales el DtUN fue superior; esta diferencia es entregada a las otras empresas del ADD que presentan valores superiores al DtUN. En el segundo eje (Y) se puede observar el valor en \$/kWh del incentivo por calidad media (Dtcs), el cual presentó valores negativos todo el año, menos los meses de abril y mayo, meses en los cuales el valor fue cero; lo anterior depende directamente de los cálculos que realice el LAC relacionados a los cargos asociados con el desempeño en la calidad del servicio del SDL de cada OR, y son consecuencia de los eventos presentados y la duración de los mismos.

➤ **Componente de comercialización**

Este componente remunera los costos que son asociados a la comercialización: margen de la actividad, riesgo de cartera, contribuciones y pagos al administrador del mercado. A la fecha, la comercialización se calcula a través de las metodologías establecidas en la Resolución CREG 180 y 191 de 2014, donde la Comercialización está conformada por tres subcomponentes: costo variable de comercialización (C*), costo variable para atender usuarios regulados (CvR) y

reconocimiento de garantías y contribuciones. Es importante mencionar que el cálculo del componente C depende en gran medida de las resoluciones particulares de aprobación del costo base de comercialización y riesgos de cartera para cada una de las empresas comercializadoras integradas al OR, siendo esta una de las razones principales por la cual se presentan las diferencias en este componente. La resolución de aprobación de cargo base de comercialización y riesgo de cartera para Cedenar corresponde a la Resolución CREG 122 de 2015.

Figura 72. Componente de Comercialización 2021 – Cedenar.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

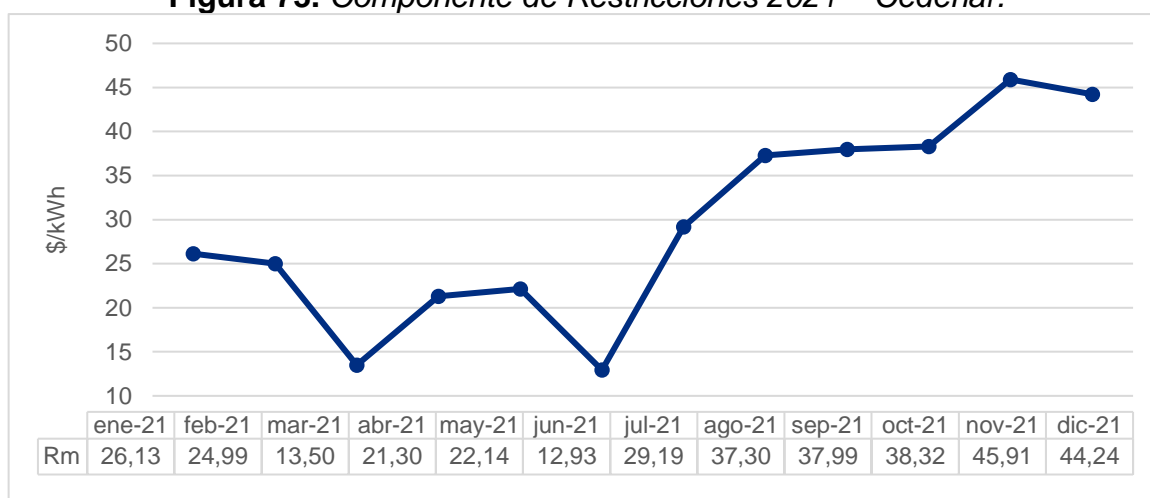
De acuerdo con la Figura 72, durante el año 2021 el componente presentó un valor mínimo de 113,59 \$/kWh el mes de mayo y un valor máximo de 131,41 \$/kWh. El valor de componente presentó variaciones mensuales, tanto incrementos como disminuciones, pero osciló la mayor parte del año entre los 120 y 127 \$/kWh. Lo anterior se ve justificado directamente en una variación del IPC y de la demanda que atendió la empresa mes a mes.

➤ **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 73. Componente de Restricciones 2021 – Cedenar.



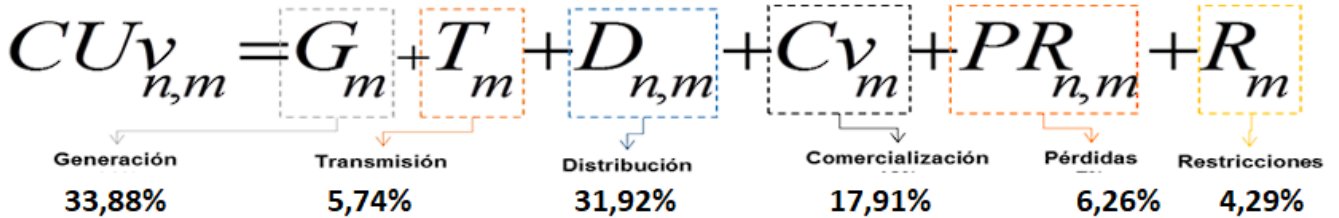
Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

En el comportamiento del componente de Restricciones se puede evidenciar una disminución acumulada para el primer semestre del año 2021, para el segundo semestre del 2021 se presentó un incremento gradual pasando de 12,93 \$/kWh, que fue el valor mínimo para el 2021 presentado en el mes de junio, a 45,91 que fue el valor máximo, y se presentó en el mes de noviembre, arrojando una variación de 32,98 \$/kWh entre los dos valores extremos. En términos generales, el comportamiento de este componente está ligado al comportamiento del precio de bolsa, ya que cuando el precio de bolsa aumenta, las restricciones tienen a disminuir por cuanto las plantas que generaban por seguridad entran en mérito reduciendo las reconciliaciones positivas; caso contrario se presenta cuando el precio de bolsa disminuye.

➤ **Costo unitario de prestación del servicio (CU)**

El porcentaje de participación observado en el año 2021 de cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio de Cedenar fue en promedio el siguiente:

Figura 74. CU con el porcentaje promedio de participación de cada componente Cedenar 2021.



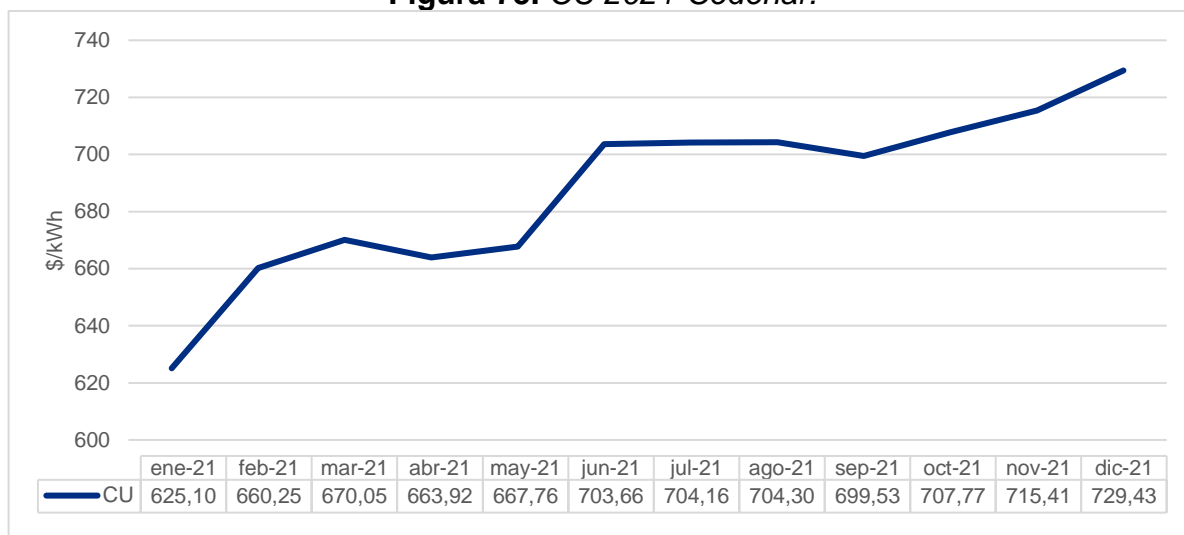
Fuente: Elaboración DTGE.

De acuerdo con la discriminación realizada por componentes para el año 2021, la Generación y la Distribución representaron el 65,8% en promedio del Costo Unitario de Prestación del Servicio. El análisis realizado previamente, muestra que, el aumento en el componente de Generación estuvo determinado principalmente por un incremento en la participación proveniente del precio de bolsa en la fórmula de cálculo del componente y el precio de los contratos bilaterales; mientras que, el componente de distribución adquirió un mayor valor al calculado por la empresa de acuerdo con el DtUN de la ADD a la que pertenece Cedenar, que es el área de distribución Occidente.

Cedenar, para el año 2021, presentó el menor valor presentado en el CU en el mes de enero y este fue equivalente a 625,10 \$/kWh, mientras que el valor más alto lo presentó en el mes de diciembre igual a 729,43 \$/kWh. El comportamiento del CU de la empresa Cedenar para el periodo en mención se puede observar en la Figura 75.

Ahora bien, es preciso mencionar que, de acuerdo con las Resoluciones CREG 012 de 2020, CREG 058 de 2020, CREG 064 de 2020 y CREG 152 de 2020; se dispuso desde la regulación la aplicación de la opción tarifaria a raíz de la emergencia sanitaria generada por el COVID 19 en 2020, opción tarifaria que continuó su senda en el año 2021 y para algunas empresas el 2022. La opción tarifaria ofrece al comercializador la posibilidad de cambiar el CU cuando las condiciones del mercado presentan un impacto considerable para el usuario. No obstante, como la empresa deja de percibir parte de sus ingresos, debe aplicar la opción tarifaria hasta que se recupere el valor financiado que dejó de percibir, lo que se traduce en cobros relativamente elevados, pero con incrementos parciales para el usuario final.

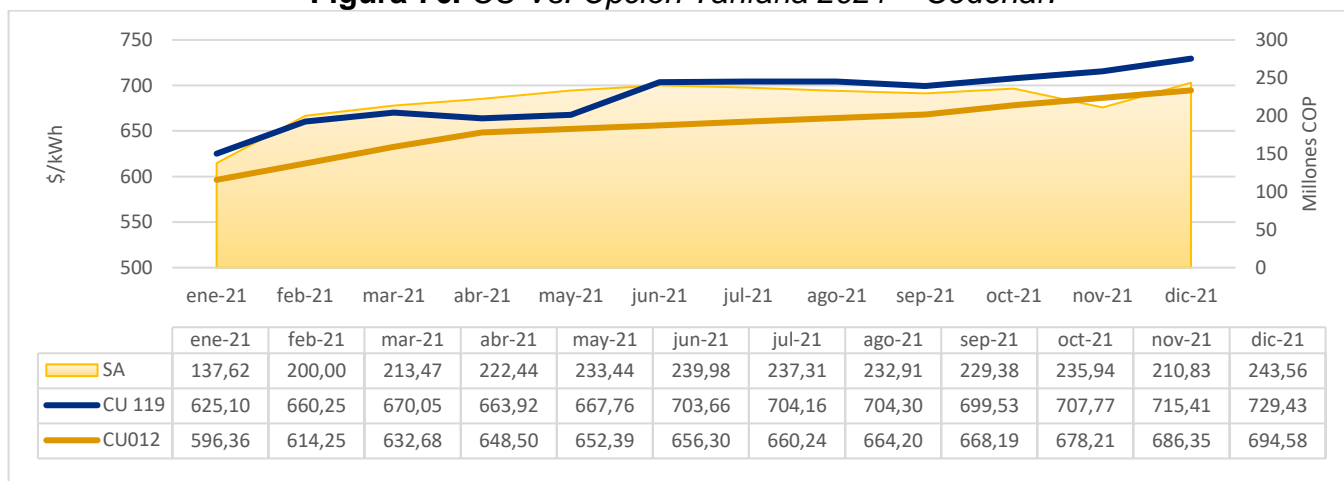
Figura 75. CU 2021-Cedentar.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

La empresa Cedenar entró en opción tarifaria desde del mes de enero del 2020, y estuvo todo el año 2021 aplicando esta metodología a sus usuarios. En la siguiente Figura se puede observar en color naranja el CU determinado por medio de la Opción Tarifaria y en color azul el CU calculado mediante la metodología tarifaria general.

Figura 76. CU Vs. Opción Tarifaria 2021 – Cedenar.



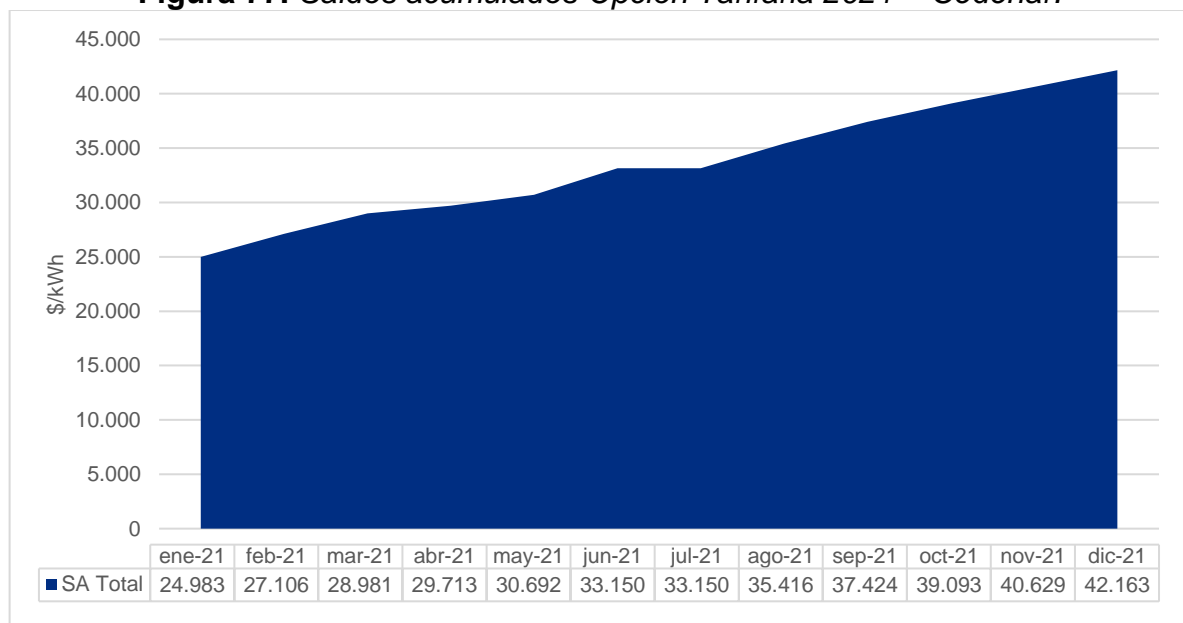
Fuente: Formatos capítulos Tarifas SUI – elaboración DTGE.

De la Figura 76, puede observarse cómo el CU calculado bajo la metodología tarifaria general presentó variaciones graduales mes a mes, el CU calculado bajo la metodología de opción tarifaria también presentó incrementos, estos fueron paulatinos generando un menor impacto

en los usuarios, y el valor de CU de la Resolución CREG 012 siempre estuvo por debajo del valor del CU de la Resolución CREG 119. La empresa finalizó el año con saldos acumulados superiores a los 43 000 millones COP, de acuerdo con los cálculos realizados. Los saldos acumulados son el valor en pesos de las diferencias entre los CU de la metodología general y la opción tarifaria multiplicados por las ventas reguladas del mes anterior, el valor de estos saldos la empresa los iniciará a recuperar cuando el CU119 se encuentre por debajo del CU012.

La información mostrada en las Figura 73 y Figura 74 corresponden al Nivel de Tensión 1 con propiedad de los activos del OR, tanto los datos de CU como los Saldos Acumulados, lo anterior debido a que en este grupo se encuentra la mayor cantidad de usuarios; mientras que los saldos acumulados presentados en la Figura 75 corresponden a la totalidad de los Niveles de Tensión y las distintas propiedades de los activos de acuerdo a los reportes realizados por la empresa. Estos últimos saldos representan la totalidad de saldos acumulados que tuvo la empresa en el 2021 y cómo variaron mes a mes.

Figura 77. Saldos acumulados Opción Tarifaria 2021 – Cedenar.



Fuente: Formatos capítulos Tarifas SUI – elaboración DTGE.

En la **Figura 77** se puede observar como en el transcurso del año 2021 los saldos acumulados se han incrementado pasando aproximadamente de 24 000 millones a 42 000 millones al cierre del año, lo anterior va de la mano con lo presentado en la figura número 11 en la cual se observó la relación de los CU mes a mes, y por consiguiente el aumento en los saldos.

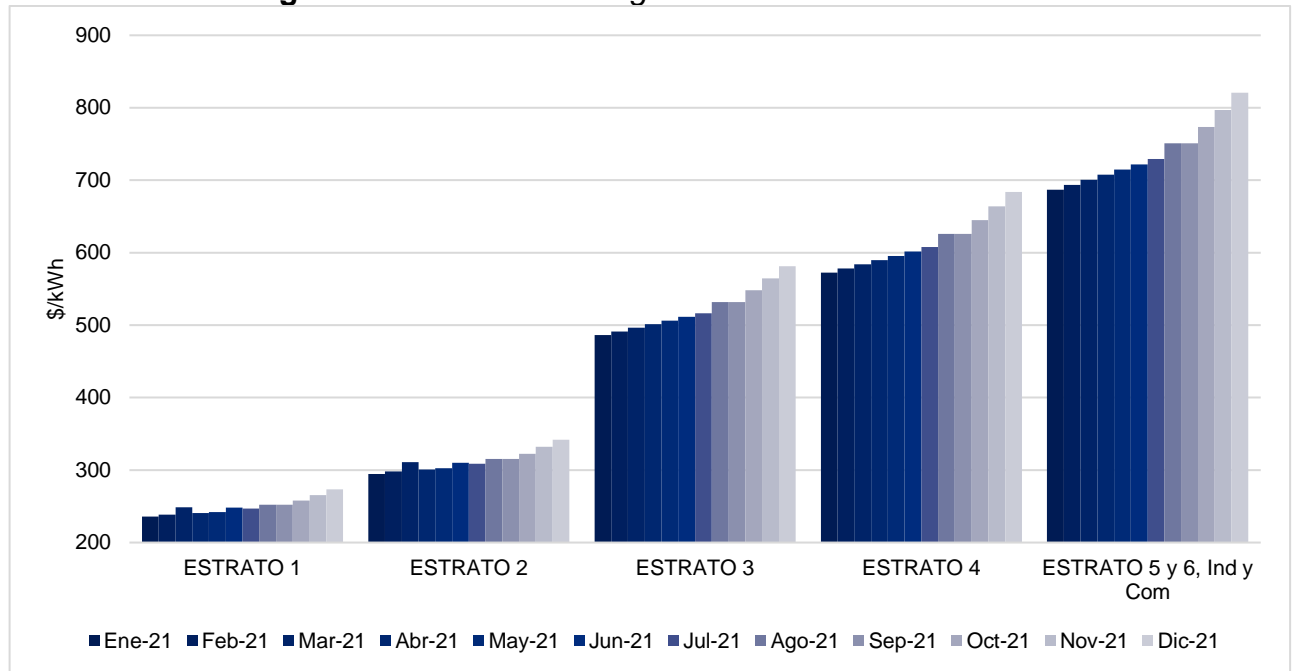
4.4.6.1.2 Tarifas de energía eléctrica

Para el desarrollo de este tópico es necesario recordar que la tarifa es el valor resultante de aplicar al Costo Unitario de Prestación del Servicio, el factor de subsidio o contribución autorizado legalmente, esto dependiendo el estrato socioeconómico al que pertenezca el usuario. En el caso de los usuarios de estrato 4 y/o usuarios no residenciales que no son beneficiarios de subsidio, ni están sujetos al pago de contribución, la tarifa corresponde al Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU). Para el caso de Cedenar, que aplica opción tarifaria, como ya se observó previamente, el CU de la metodología general, transferido a los usuarios, es reemplazado por el CU de opción tarifaria y pasa a ser la tarifa de estrato 4; con base en dicho CU, se determinan los porcentajes para los subsidios y contribuciones, luego de lo cual resultan las tarifas para los estratos 1, 2, 3, 5, 6 y para los sectores comerciales e industriales. Como la empresa se acoge a la aplicación de Opción Tarifaria, se presentan aumentos en el valor de los saldos acumulados.

En la Figura 78 se pueden observar las tarifas por estrato publicadas por la empresa Cedenar a sus usuarios durante el año 2021; es preciso mencionar que estas tarifas corresponden al nivel de tensión 1 con propiedad de activos del operador de red; lo anterior debido a que en este grupo se encuentran conectados con estas características la mayoría de los usuarios.

Adicionalmente, en la **Figura 78** se puede observar un incremento paulatino en las tarifas aplicadas por la empresa Cedenar, lo anterior gracias a la aplicación de la opción tarifaria; reduciendo así el impacto negativo de las mismas y reduciendo la percepción de las variaciones presentadas.

Figura 78. Tarifas de Energía Eléctrica 2021 – Cedenar.



Fuente: Publicación de tarifas – elaboración DTGE.

En la **Tabla 68** se puede observar el valor correspondiente a la tarifa de cada uno de los estratos para cada uno de los meses del 2021. Lo anterior para el nivel de tensión 1 con propiedad de los activos del OR.

Tabla 68. Tarifas de Energía Eléctrica 2021 – Cedenar.

PERIODO	ESTRATO 1 (\$/kWh)	ESTRATO 2 (\$/kWh)	ESTRATO 3 (\$/kWh)	ESTRATO 4 (\$/kWh)	ESTRATO 5 y 6, Ind y Com (\$/kWh)
Ene-21	235,79	294,73	486,54	572,40	686,88
Feb-21	238,41	298,01	491,41	578,13	693,75
Mar-21	248,69	310,86	496,32	583,91	700,69
Abr-21	240,72	300,90	501,28	589,75	707,69
May-21	242,01	302,51	506,30	595,64	714,77
Jun-21	248,07	310,09	511,36	601,60	721,92
Jul-21	246,93	308,66	516,47	607,62	729,14
Ago-21	252,34	315,42	531,97	625,84	751,01
Sep-21	252,34	315,42	532,07	625,96	751,15
Oct-21	257,90	322,37	548,03	644,74	773,66
Nov-21	265,63	332,04	564,47	664,08	796,90
Dic-21	273,60	342,00	581,40	684,00	820,80

Fuente: Publicaciones realizadas por la empresa – elaboración DTGE.

4.4.6.2 Usuarios no regulados

Para el análisis de este aspecto es necesario mencionar que acuerdo con la información comercial de 2021 reportada por Cedenar en el Sistema Único de Información (SUI), la empresa prestó el servicio a usuarios No Regulados, los cuales pueden ser una persona natural o jurídica con una demanda que cumpla con lo estipulado en la Resolución CREG 131 de 1998, y dichas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente.

La SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio con la información reportada por la empresa en el Formato TC2 de la Resolución SSPD 20155 de 2019 y SSPD 12515 de 2021 para el año 2021, usando los campos y filtros siguientes:

- **Resolución 20155 de 2019**

Campo 1: NIU (ID Mercado – NIU)

Campo 5: Tipo de factura

Campo 12: Tipo de Tarifa

Campo 14: Consumo Usuario (kWh)

Campo 18: Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)

- **Resolución 12515 de 2021**

Campo 1: NIU

Campo 5: Tipo de factura

Campo 12: Tipo de Tarifa

Campo 14: Consumo Usuario (kWh)

Campo 17: Valor Facturación por Consumo Usuario (\$)

Esta información se complementó con la información por empresa, mercado, sector, usuario y nivel de tensión para el mismo periodo (el nivel de tensión y sector (condición especial)), que se obtiene mediante un cruce del NIU tomado del formato 3 con el formato 1, o del NIU del Formato TC2 con el Formato TC1). Para este análisis se excluyeron los usuarios reportados de estratos residenciales clasificados con tarifas no reguladas debido a que representan una inconsistencia, siendo así mala calidad de información.

En las siguientes Figuras se pueden observar los resultados del Costo de Prestación del Servicio promedio al usuario no regulado de acuerdo con el ADD. De igual manera, y para permitir nombres cortos en las leyendas, se utilizarán las siguientes abreviaturas:

Tabla 69. Abreviaturas.

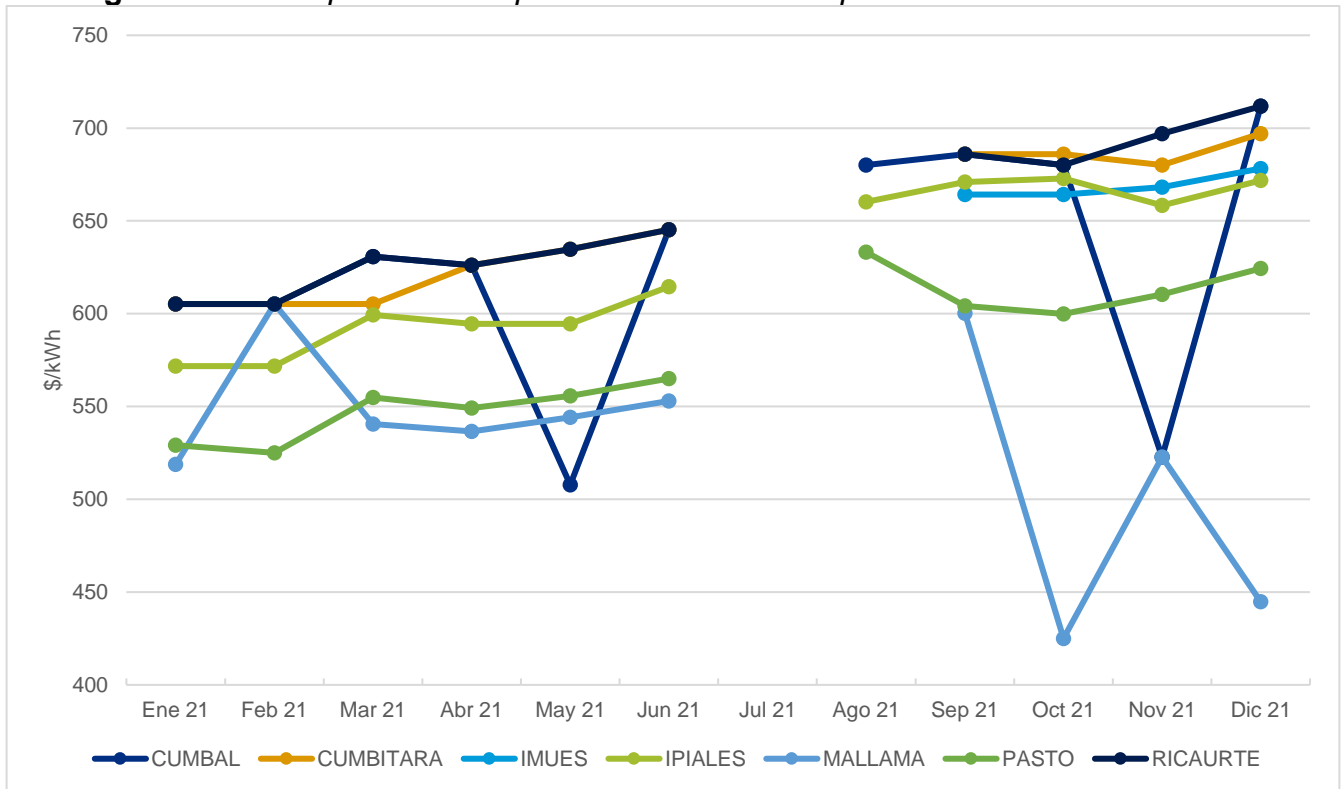
UNR	USUARIOS NO REGULADOS
ADD	ÁREA DE DISTRIBUCIÓN
NT	NIVEL DE TENSIÓN
AP	ALUMBRADO PÚBLICO
C	COMERCIAL
I	INDUSTRIAL
O	OFICIAL
P	PROVISIONAL

Fuente: Elaboración DTGE.

Para este análisis es preciso mencionar que Cedenar solo presenta reportes de UNR en el mercado de comercialización Nariño, por consiguiente, no es posible realizar el análisis por ADD. Así mismo, Cedenar reporta usuarios para los NT 1, 2 y 3 por lo cual el análisis se realiza de acuerdo con NT al que pertenecen cada uno de los usuarios y se realiza el análisis promediando las tarifas aplicadas en cada uno de los municipios.

La empresa solo presentó usuarios no regulados para el NT 1 pertenecientes al sector de Alumbrado Público, Oficial y Provisional; así mismo, reportó usuarios no regulados pertenecientes al estrato 4 en los meses de enero y abril, lo cual puede ser consecuencia de un error en el cargue de la información. Para este grupo reportó usuarios en los municipios de Cumbal, Cumbitara, Imués, Ipiales, Mallama, Pasto y Ricaurte. Dentro de la gráfica se puede observar un incremento constante en el promedio de las tarifas a lo largo del año con excepción de Cumbal y Mallama, los cuales tuvieron reducciones en las tarifas aplicadas.

Figura 79. Costo promedio de prestación del servicio para UNR NT1 2021-Cedenaar.

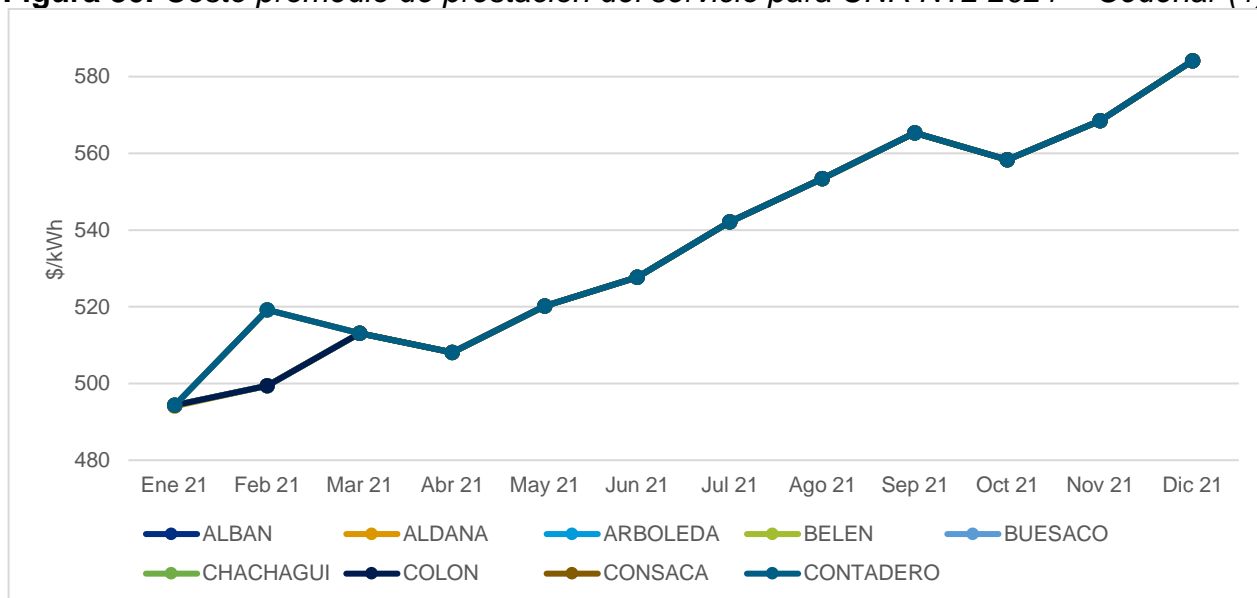


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

Ahora bien, con relación a los reportes de UNR realizados por Cedenaar para el NT2, reportaron usuarios en 48 municipios por lo cual se realiza el análisis gráfico en por grupos de 9 municipios, a excepción de la última; lo anterior para facilitar la comparación visual del promedio de las tarifas aplicadas en cada una de las unidades territoriales. Para este NT la empresa reportó usuarios pertenecientes a los sectores de Alumbrado Público, Comercial, Industrial, Oficial y Provisional. En el mes de abril la empresa reportó UNR pertenecientes a los estratos 1, 2 y 3, lo cual puede obedecer a un mal reporte de información.

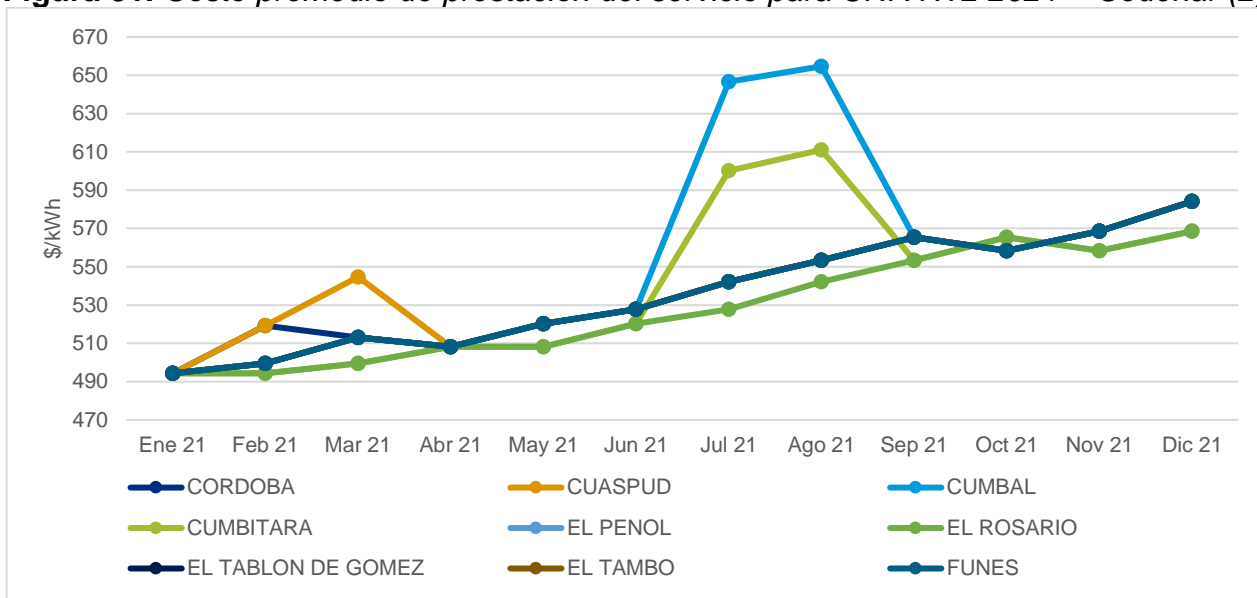
Dentro del primer grupo del NT2 se puede observar el comportamiento promedio del costo de prestación del servicio de los UNR en los municipios de Albán, Belén, Colón, Aldana, Buesaco, Consacá, Arboleda, Chachagüí y Contadero; dentro de esta gráfica se puede observar como el comportamiento del costo para estos usuarios es uniforme a lo largo del año; en el único mes que se presentó una diferencia fue en el mes de febrero.

Figura 80. Costo promedio de prestación del servicio para UNR NT2 2021 – Cedenar (1).



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

Figura 81. Costo promedio de prestación del servicio para UNR NT2 2021 – Cedenar (2).

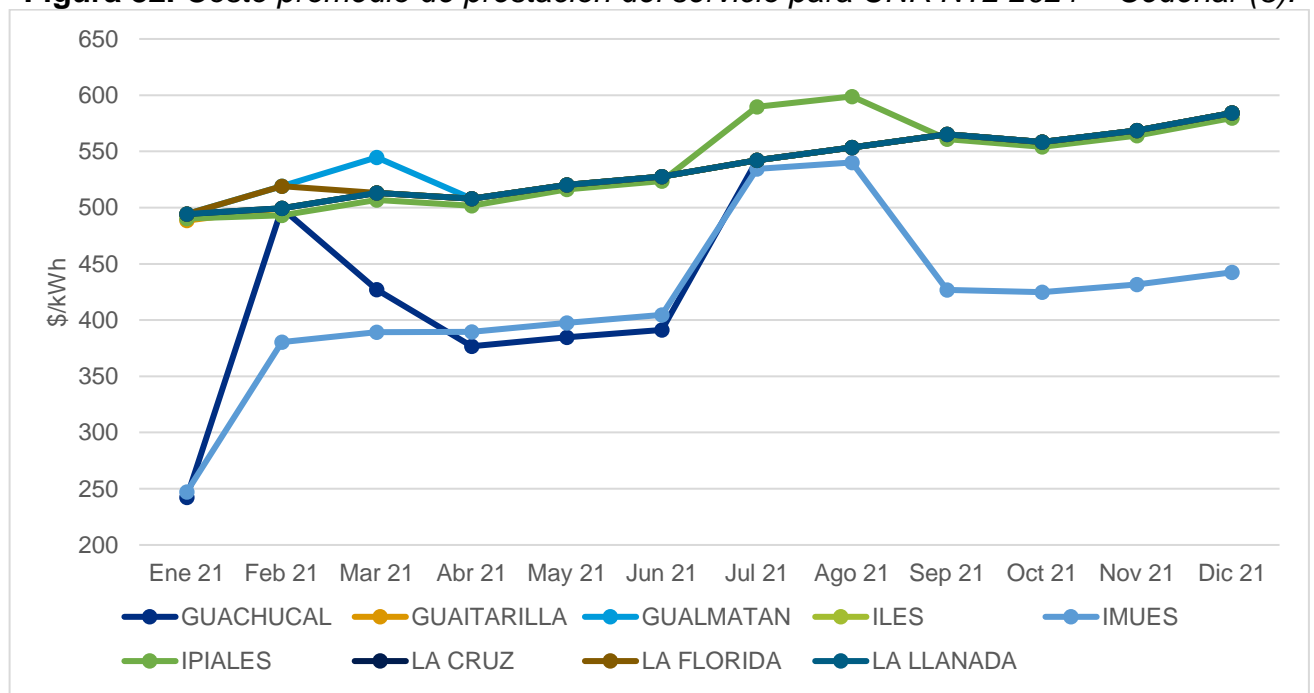


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

Dentro del segundo grupo del NT2, se puede observar el comportamiento promedio del costo de prestación del servicio de los UNR en los municipios de Córdoba, Cumbitara, El tablón de Gómez, Cuaspud, El Penol, El Tambo, Cumbal, El Rosario y Funes; dentro de esta gráfica se puede observar como el comportamiento del costo para estos usuarios es uniforme a lo largo

del año; con excepción de los municipios de Cuaspud, Cumbal y Cumbitara, los cuales presentaron en ciertos meses variaciones significativas con relación al promedio de los demás municipios.

Figura 82. Costo promedio de prestación del servicio para UNR NT2 2021 – Cedenar (3).

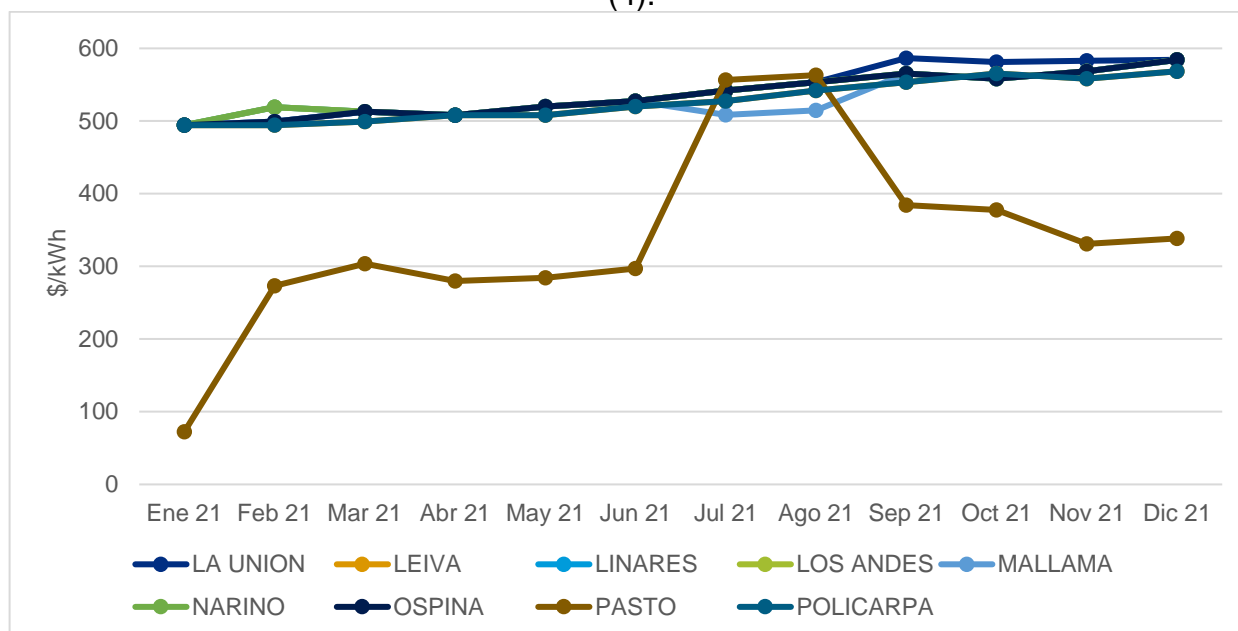


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

Dentro de este tercer grupo del NT2, se puede observar el comportamiento del costo promedio de prestación del servicio de los UNR en los municipios de Guachucal, Iles, La Cruz, Guaitarilla, Imués, La Florida, Gualmatan, Ipiales y La Llanada; en este grupo se puede observar que el costo promedio varía más que en los dos primeros grupos, presentando un costo heterogéneo.

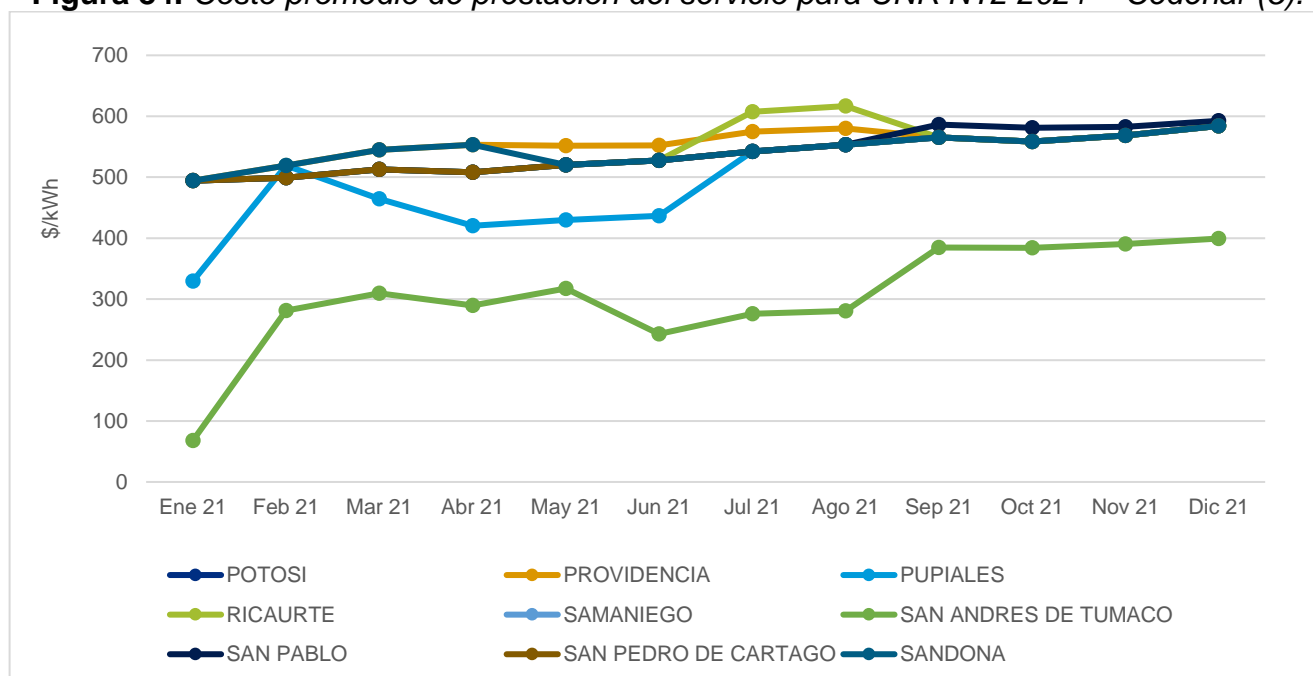
Este cuarto grupo del NT2 al igual que el anterior grupo presenta que promedio del Costo promedio de prestación del servicio varía más que en los dos primeros grupos, presentado unos costos heterogéneos en especial para el municipio de Pasto. Dentro de este grupo se puede observar el comportamiento promedio de los UNR en los municipios de La Unión, Los Andes, Ospina, Leiva, Mallama, Pasto, Linares, Nariño y Policarpa.

Figura 83. Costo promedio de prestación del servicio promedio para UNR NT2 2021 – Cedenar (4).



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

Figura 84. Costo promedio de prestación del servicio para UNR NT2 2021 – Cedenar (5).

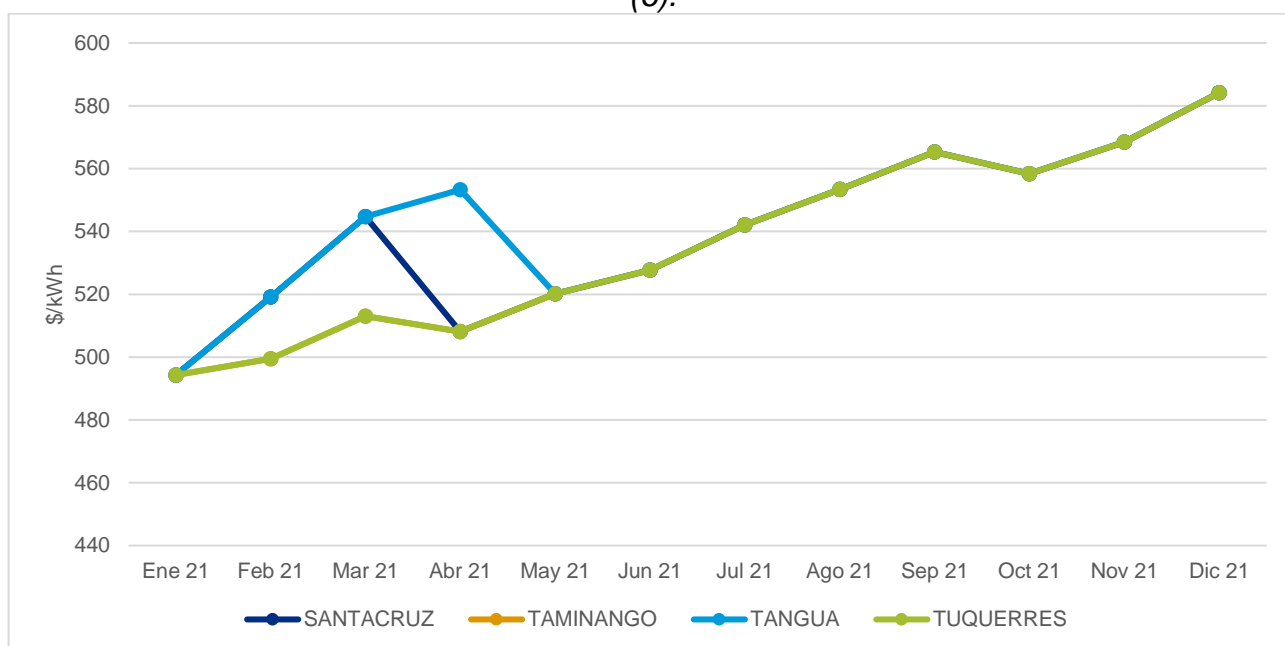


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI - elaboración DTGE.

En este quinto grupo del NT2 se presenta que el costo promedio de prestación del servicio varía para los distintos municipios presentado unos costos un poco más homogéneos con

excepción del municipio de San Andrés de Tumaco, que, gráficamente, presenta un costo promedio de prestación del servicio más alejado del promedio de los demás municipios. Este grupo está conformado por los municipios de Potosí, Pupiales, Samaniego, San Pablo, Sandoná, Providencia, Ricaurte, San Andrés de Tumaco y San Pedro de Cartago.

Figura 85. Costo promedio de prestación del servicio promedio para UNR NT2 2021 - Cedenar (6).

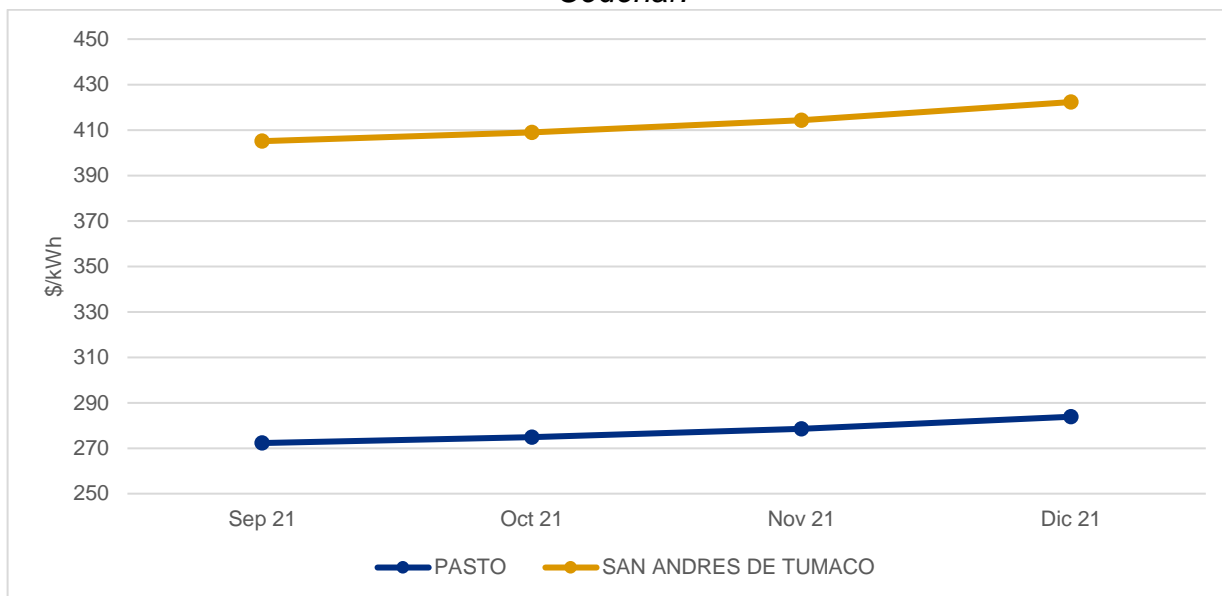


Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

En este último grupo del NT2, se puede observar un costo promedio de prestación del servicio homogéneo con excepción del periodo comprendido entre febrero y mayo, en el cual el costo promedio aplicado en los municipios de Tangua y Santa Cruz se alejan del costo promedio de prestación del servicio de los municipios de Taminango y Túquerres, que son los otros dos municipios que componen este último grupo.

Por último, se puede observar el costo promedio de prestación del servicio aplicado a UNR en el NT3, para el cual la empresa reportó usuarios en los municipios de Pasto y San Andrés de Tumaco, lo anterior a partir del mes de septiembre del 2021 y para los sectores Industrial y Oficial.

Figura 86. Costo promedio de prestación del servicio promedio para UNR NT3 2021 – Cedonar.



Fuente: Formatos capítulo Tarifas SUI – elaboración DTGE.

4.4.7 Plan de Gestión del Riesgo del Desastre

De acuerdo con la Ley 1523 de 2012 y el Decreto 2157 de 2017, Cedonar, como empresa prestadora de servicio público de energía eléctrica, se encuentra en la obligación de realizar un Plan de Gestión del Riesgo de Desastres (PGRD) con el fin de considerar los posibles efectos de eventos naturales, socio-naturales y antrópicos sobre la infraestructura expuesta, y aquellos riesgos que se deriven desde su actividad en su área de influencia, así como de su operación.

4.4.7.1 Proceso de conocimiento del riesgo

Se analizan tanto los contextos internos como externos, empezando por un contexto general de la empresa.

4.4.7.1.1 Contexto general de la empresa

La empresa Cedonar tiene como actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en el departamento de Nariño y municipios adyacentes en los departamentos de Cauca y Putumayo al sur occidente del país, además se encarga de la exportación de

energía hacia Ecuador. La empresa brinda atención integrada de interconexión con un total de 41 subestaciones ubicadas de la siguiente manera:

Tabla 70. *Total de subestaciones.*

Zona	Número de subestaciones
Centro	7
Sur	11
Norte	10
Pacífico	7
Occidente	6

Fuente: PGRD de Cedenar – elaboración DTGE.

Del total de las subestaciones, 9 de estas son nivel de tensión 4 (115 kV) y 32 subestaciones de 34,5 – 13,8 kV que equivalen a más de 450 MVA instalados; atiende a 432 490 clientes – usuarios en el departamento de Nariño, con una infraestructura eléctrica de 581 kilómetros de red de 34,5 kV y 6559 de 13,2 kV y aproximadamente 14 456 transformadores de distribución.

4.4.7.1.2 Contexto externo

La sede principal de la empresa, así como la infraestructura que opera se encuentran ubicadas la ciudad de Pasto y en el departamento de Nariño, por tal motivo el contexto externo fue detallado por Cedenar bajo las condiciones geográficas, demográficas, sociales, culturales, económicas, políticas y de comunicaciones externas y ambientales del departamento. El contexto externo y la valoración de los riesgos fue establecido para un número limitado de infraestructura como subestaciones, PCH, centro local de control y las sedes administrativas.

Para cada infraestructura se determinó su ubicación específica, sus características de construcción, el nivel de tensión al que opera según corresponda, la capacidad nominal en MVA, las vías de acceso, servicios públicos con los que se cuenta y los límites geográficos. Así mismo, se identificó el uso de sustancias químicas presentes en cada instalación, los riesgos que representan y sus posibles efectos adversos.

4.4.7.1.3 Contexto interno

Dentro de los objetivos organizacionales, Cedenar, tiene implementado un Sistema de Gestión Integral (calidad, seguridad, salud en el trabajo y ambiente) basado en los estándares de las Normas ISO 9001 Y 45001 con las cuales desarrolla sus objetivos de calidad y reputacionales, además de considerar las directrices de seguridad en el trabajo para sus colaboradores a quienes reconoce como partes interesadas dentro del proceso de la gestión del riesgo. Adicionalmente, contempla los estándares de la Norma ISO 31000 que, aunque no es certificable, permite desarrollar la metodología para la gestión de riesgos dentro de cualquier organización.

El sistema de gestión integral, así como la gestión del riesgo está encabezado por la gerencia general de la compañía y la dirección estratégica dentro de sus acciones de evaluación y control como requisito, necesidad y expectativa de las partes interesadas.

Cedenar considera partes interesadas principales y secundarias en el desarrollo de la actividad comercial a: trabajadores, grupos sindicales (SINTRAELECOL), accionistas, usuarios, entes de control y proveedores accionarios, entidades financieras, comunidad, competidores, asociaciones, grupos políticos y tecnológicos.

4.4.7.2 Evaluación del riesgo

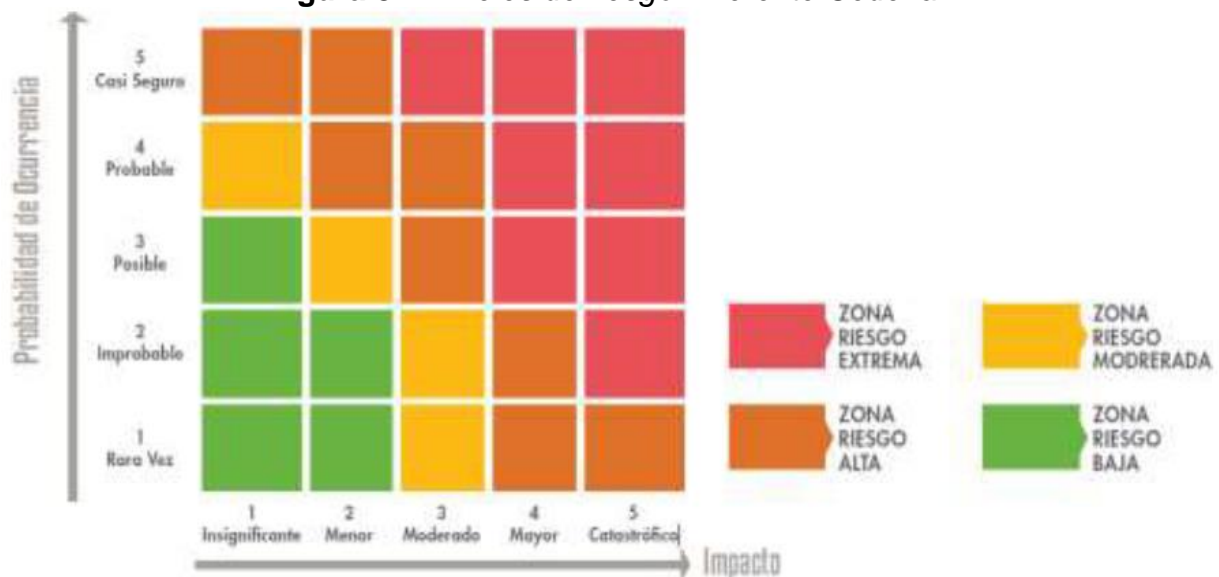
La metodología utilizada por la empresa para la identificación de los riesgos fue mediante entrevista y observación de causas de la ocurrencia de un evento que pueda afectar el logro de los objetivos. Algunas causas externas no controlables por la empresa se podrán evidenciar en el análisis de contexto correspondiente, para ser tenidas en cuenta en el análisis y valoración del riesgo. Para facilitar el proceso de identificación del riesgo, se pueden realizar las siguientes preguntas:

- ¿Qué puede suceder?, identificar la afectación según sea el caso.
- ¿Cómo puede suceder?, establecer las causas.
- ¿Cuándo puede suceder?, determinarla de acuerdo con el normal desarrollo del proceso

- ¿Qué consecuencias tendría su materialización?, determinar los posibles efectos por la materialización del riesgo.

Dentro de los criterios que tuvo en cuenta la empresa para la valoración del riesgo se determinaron los rangos y niveles de probabilidad e impacto/consecuencia sobre las condiciones económicas (pérdidas monetarias), las condiciones en la prestación del servicio (suspensión), condiciones estructurales de operación (infraestructura, equipamientos comunitarios), las condiciones legales (sanciones o incumplimiento a la normatividad legal vigente), condiciones ambientales (afectación al medio ambiente) y sobre el recurso humano (Afectación a las personas). De esta manera se evaluaron los riesgos a partir de la interacción entre la probabilidad de ocurrencia y las consecuencias para ubicar 4 zonas representativas de riesgo tales como: zona de riesgo baja, zona de riesgo moderada, zona de riesgo alta y zona de riesgo extremo, tal como se presenta en la Figura 87. Para los riesgos inherentes determinados en un inicio se propusieron diferentes controles internos que tienen como objetivo disminuir el nivel de los riesgos y nombrarlos finalmente como riesgos residuales, siendo estos los que debe enfrentar la empresa.

Figura 87. Niveles de riesgo inherente Cedenar.



Fuente: PGRD Cedenar.

4.4.7.3 Proceso de tratamiento del riesgo

En el momento de evaluar las opciones existentes en materia de tratamiento del riesgo, y partiendo de lo establecido por Cedenar, los responsables tendrán en cuenta la importancia del riesgo, lo cual incluye el efecto que puede tener sobre la empresa, la probabilidad e impacto del riesgo, y la relación costo beneficio de las medidas de tratamiento. Pero en caso de que una respuesta ante el riesgo derive en un riesgo residual que supere los niveles aceptables, se deberá volver a analizar y revisar dicho tratamiento.

Cedenar realizó la valoración de sus controles, como efectivo o no efectivo a partir de la resolución de preguntas enfocadas en la frecuencia del control, si tiene responsable asignado para su ejecución, si el control sirve para mitigar el riesgo y si existe evidencia de este. Los controles considerados están enfocados únicamente en la implementación clara de las normas o políticas internas de la empresa.

Una vez implementados los controles que permitan hacer frente al riesgo inherente se obtiene un nuevo nivel de riesgo conocido como «riesgo residual» evaluado con la metodología de amenaza por vulnerabilidad y es el riesgo al que realmente se enfrenta la empresa después que ha implementado las normas de forma clara, ha capacitado a su personal o cuando para su tratamiento lo transfiere a un tercero mediante el uso de pólizas. En este caso el nivel de riesgo se clasifica tal como se presenta en la Tabla 71.

Tabla 71. Nivel de riesgo residual Cedenar.

	VULNERABILIDAD BAJA	VULNERABILIDAD MODERADA	VULNERABILIDAD MEDIA	VULNERABILIDAD ALTA	VULNERABILIDAD MUY ALTA
AMENAZA BAJA	9	18	27	36	45
AMENAZA MODERADA	18	36	54	72	90
AMENAZA MEDIA	27	54	81	108	135
AMENAZA ALTA	36	72	108	144	180
AMENAZA MUY ALTA	45	90	135	180	225

Fuente: PGRD Cedenar – elaboración DTGE.

Tabla 72. *Definición de las zonas o niveles de riesgo.*

ZONA DE RIESGO	DESCRIPCIÓN
Extremo	Se requiere acción inmediata. Planes de tratamiento requeridos, implementados y reportados a la alta dirección. INACEPTABLE
Alto	Requiere atención de la alta dirección. Planes de tratamiento requeridos, implementados y reportados a los líderes de proceso. IMPORTANTE
Moderado	Aceptable, debe ser administrado con procedimientos normales de control. TOLERABLE
Bajo	Menores efectos que pueden ser fácilmente remediados. Riesgo bajo, se administra con procedimientos rutinarios, riesgo insignificante. No se requiere ninguna acción. ACEPTABLE

FUENTE: PGRD Cedenar – elaboración DTGE.

La empresa priorizó sobre su infraestructura los riesgos de descarga eléctrica, incendio y explosiones, deterioro y fallas estructurales y fue para estos que determinó los riesgos inherentes y residuales, obtenidos una vez verificados los controles propuestos para su tratamiento.

4.4.7.4 Continuidad del negocio

El respaldo para el desarrollo de la actividad de distribución es relevante frente al tema de la gestión de riesgo por cualquiera que fuera su origen, por ende, la empresa identificó como está interconectada desde cada una de las subestaciones que integró en la valoración de este plan. Cedenar cuenta con interconexión a través de tres puntos, el primero es una conexión al Sistema de Transmisión Nacional STN en la subestación Jamondino, un segundo y tercer punto son interconexiones a 115 kV con la subestación Zaque y con la subestación Principal en el Cauca.

Para el respaldo de la subestación Pasto, se cuenta con tres enlaces: línea Catambuco 115 kV, línea San Martín 115 kV y línea Jamondino 115 kV. Lo que significa que esta subestación contará con 2 conexiones de respaldo cuando se presente una emergencia.

La subestación Catambuco, cuenta con 3 enlaces, provenientes desde las líneas Jamondino 115 kV, línea Zaque 115 kV y línea Pasto 115 kV. Lo que significa que esta subestación contará con 2 conexiones de respaldo cuando se presente una emergencia.

En cuanto a la subestación de Junín, alimentada a través de la línea Jamondino - Junín 115 kV no se cuenta con líneas de contingencia, puesto que esta es una subestación de paso hacia la subestación Buchely.

En la zona de Tumaco, en caso de una emergencia que afecte la prestación del servicio en la subestación Buchely, esta tiene un respaldo de energía de la planta de generación ubicada en la misma subestación, la cual cubre la mitad de la demanda de Tumaco. Sin embargo, no cuenta con conexiones a través de líneas de transmisión adicionales.

En cuanto a la subestación San Martín, en el norte de Nariño, esta se encuentra alimentada por cuatro líneas: línea Pasto 115 kV, línea Catambuco 115 kV, línea Zaque 115 kV y línea Río Mayo 115 kV. Lo que significa que esta subestación contará con 3 conexiones de respaldo cuando se presente una emergencia.

En el caso de la subestación Panamericana en el municipio de Ipiales, se cuenta con dos líneas: línea Jamondino 115 kV y línea Jardinera 115 kV. Lo que significa que esta subestación contará con una conexión de respaldo cuando se presente una emergencia.

En cuanto a la subestación Jardinera ubicada en el municipio de Túquerres, esta se alimenta a través de la línea Jamondino 115 kV, por el momento esta subestación no cuenta con líneas de respaldo. Esta subestación sirve de respaldo para la subestación Panamericana y de paso para la subestación Junín.

La exposición a demoras, fallas o retrasos externos en la prestación del servicio público de energía eléctrica permitió a Cedenar enfocar sus actividades dentro de la gestión del riesgo específicamente en la continuidad del negocio, para esto, estableció el análisis de procedimientos o actividades críticas, formulación de propuestas, redacción de medidas y evaluación de medidas, análisis y conclusiones de este.

4.4.7.5 Preparación para la respuesta a emergencias

La empresa ha constituido dentro de su plan de emergencias (PEC) una estructura organizacional con la cual asigna funciones, responsabilidades y autoridad para tomar



decisiones antes situaciones de emergencia o alerta, teniendo en cuenta el modelo del sistema de comando de incidentes, buscando así una articulación con el Consejo Municipal para la Gestión del Riesgo de Desastres (CMGRD).

De esta manera, definió las responsabilidades del Centro de Operaciones de Emergencia (COE), los brigadistas y el jefe de la brigada. Además, que informa de la implementación de rubro específico para la formación, capacitación y entrenamiento para uso de equipo de emergencias.

Cabe aclarar que, en el plan de prevención establecido para cada una de las subestaciones, se determinó un método para calcular el riesgo, diferente al método presentado anteriormente en el proceso de conocimiento del riesgo. Así mismo, aunque en el plan consolidado para la empresa se priorizaron tres riesgos, en los PEC se valoraron otros riesgos y para ello se establecieron planes de acción para actuar antes, durante y después de la materialización de estos. Junto con esto se establecieron rubros, principalmente, para las actividades de capacitación en cualquiera de los temas y para señalizaciones.

De esta manera los planes operativos normalizados (PON) se establecieron para:

- Evacuación de la subestación
- Control de incendios
- Movimiento sísmico
- Hurto y atraco
- Rescate en alturas
- Inundaciones
- Lesiones físicas
- Explosión
- Amenaza terrorista
- Accidente eléctrico

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

4.4.7.5.1 Alarmas y alertas tempranas

Entre el sistema de alertas tempranas, Cedenar acude al reporte emitido por el software SCADA del centro local de control, el cual proporciona información sobre las variables eléctricas de tensión, corriente, potencia demandada, estado de apertura o cierre de los sistemas de protección, además de proporcionar información sobre alertas y emergencias de los sistemas de las subestaciones y plantas de generación de la empresa.



El aviso para situaciones de emergencia se realiza con base en el Código Universal de Sonidos, donde, de acuerdo con su modalidad, significan una situación específica, y para su atención se establecieron determinadas acciones encaminadas a dar la mejor respuesta en caso de ser necesario o para continuar las actividades con normalidad. A partir de lo que represente cada modalidad del sonido, se estableció una secuencia coordinada de acciones una vez que las alertas fueron clasificadas como: insignificantes, menor, moderada, alta o catastrófica.

Una de las formas de retroalimentar y detectar las falencias que se puedan tener al momento de enfrentar y atender un evento que afecte la infraestructura de los componentes del sistema de energía eléctrica, es realizar un análisis posterior a las acciones adelantadas después de activar el Plan de Gestión de Riesgos de Desastres.

Posterior a la emergencia es importante documentar el evento, la ocurrencia, magnitud en términos que lo considere cada empresa y las consecuencias afrontadas, por tal motivo Cedenar tiene implementado un formato para el reporte de daños, aprobado actualmente por el sistema de gestión integrado en la empresa.

4.4.7.5.2 Otros procesos

Adicional a lo ya mencionado, Cedenar también maneja dentro de su plan de gestión los siguientes aspectos.

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

➤ **Comunicación y socialización**

La comunicación y socialización hace referencia a la integración y transversalidad del plan con todas las partes interesadas reconocidas por Cedenar, para generar sensibilización, participación y corresponsabilidad respecto a la gestión de los riesgos. Para su cumplimiento, se identifica que la empresa reconoce los medios y formas de comunicación con las entidades territoriales a la cuales puede acudir en caso de requerir su apoyo en la atención de emergencias, sin embargo, no se reconoce el procedimiento de conocimiento del plan en general que permitirá involucrar y ejecutar las acciones con los actores dentro y fuera de la organización.

Es así como Cedenar, indica cómo son las comunicaciones al momento de atender una emergencia: *«Para realizar el despliegue de las acciones a ejecutar se describe la cadena de llamadas que se activa la cadena de llamadas, dependiendo el impacto de la Emergencia. Esta cadena de llamado debe ser realizada por los funcionarios claves dentro de la empresa para el manejo de la emergencia, como subgerente y jefes de áreas que gestionen la atención de la emergencia y que pueden aportar conocimiento técnico específico(sic) o de apoyo a las labores del nivel operativo».*

Sin embargo, respecto lo anterior la empresa presenta un plan de ayuda mutua, mediante el cual se crea una asociación entre esta y demás organizaciones ubicadas en la misma zona geográfica con quienes se está expuesto a amenazas comunes y con quienes comparte la identificación de recursos para la prevención, preparación y respuesta ante emergencias de riesgo externo. Este plan se está adelantando con otros organismos en los municipios de Pasto e Ipiales.

➤ **Inversiones y financiamiento**

En el marco para la atención de emergencias la empresa cuenta con métodos de traspaso de riesgos a terceros, mediante la suscripción de pólizas principalmente para atender los impactos económicos catalogados como moderados, altos y catastróficos. Dentro de su plan de inversiones 2019-2025 se cuenta con información referente a los costos de modernización y

reposición de equipos en las subestaciones, remodelación de redes, obras complementarias de construcción de redes, entre muchas otras actividades con fechas de desarrollo hasta 2023.

Aunque cada una de estas actividades son inherentes a la operación de la empresa, aún falta reconocer si estas apuntan al logro de los objetivos para el desarrollo de los procesos que constituyen la gestión del riesgo de forma directa o indirecta; en el caso de que estas inversiones apunten a reducir riesgos o atender posibles emergencias ya identificadas en el plan, o que por estas se reconozca la aparición de nuevos riesgos.

4.4.8 Calidad y reporte de la información al SUI

Dentro de la información que se reporta al Sistema Único de Información (SUI) y los respectivos formatos para ello, se contempla un contexto general como sigue.

4.4.8.1 Información de inscripción

La empresa Cedenar realizó actualización en el Registro Único de Prestadores de Servicios Públicos (RUPS) bajo imprimible No. 20221520403038 del 29 de enero de 2022 donde realizó el registro de los siguientes datos:

- Fecha de constitución: 09 de agosto de 1955.
- Fecha de inicio de operación: 09 de agosto de 1955.
- NIT: 891.200.200 – 8.

Tabla 73. Registro actividades RUPS.

Servicio	Actividad	Fecha inicio	Fecha final
Energía – SIN	Comercialización	09/08/1955	-
	Distribución	09/08/1955	-
	Generación	09/08/1955	-
Energía – ZNI	Comercialización	01/01/2006	-
	Distribución	01/01/2006	-
	Generación	01/01/2006	-

Fuente: Registro Único de Prestadores (RUPS) – elaboración DTGE.

Conforme a lo establecido en la Resolución SSPD 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018, el prestador ha venido certificando año a año las correspondientes actualizaciones del RUPS.

4.4.8.2 Cargue de información

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información (SUI), se evidenció que el prestador a la fecha presenta 384 reportes en estado certificado para el servicio de energía eléctrica. El porcentaje de cargue del prestador en el siguiente:

Tabla 74. Porcentaje de cargue.

ID	Empresa	Año	Certificado	Certificado no aplica	Pendiente	Porcentaje de Cargue
520	Centrales Eléctricas de Nariño SA ESP	2021	384	106	20	96%

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de consulta: 21/10/2022 – elaboración DTGE.

Los formatos pendientes por cargue se relacionan a continuación:

Tabla 75. Formatos pendientes de cargue.

Nombre formato	1M	2M	3M	4M	5M	6M	7M	8M	9M	10M	11M	12M
BRA1. Información general de subestaciones							1					
BRA7. Información general de circuitos.							1					
PI1. Inventario planes.			1				1					
PI2. Planes seguimiento.	1											
PI3. Inventario proyectos.	1											
PI4. Proyectos seguimiento.	1											
T15. Costo prestación servicio usuarios no regulados y alumbrado público.		1	1	1	1	1	1	1	1		1	1
TC5. Información ejecutada de proyectos de inversión.	1											
TT4. Ingresos por otros conceptos.	1											

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de consulta: 21/10/2022 – elaboración DTGE.

4.4.8.3 Calidad de la información

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al SUI del año 2021, se pudo constatar que Cedenar presentó 38% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes.

Evaluando la oportunidad de cargue de la información al SUI del año 2021, se pudo constatar que Cedenar presentó 38% de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes.

Tabla 76. Oportunidad en el cargue.

Concepto	Fuera de término	Con oportunidad
Cantidad	312	194
Porcentaje (%)	62	38

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de consulta: 21/10/2022 – elaboración DTGE.

Durante el 2021 la empresa Cedenar solicitó 42 reversiones las cuales se relacionan a continuación:

Tabla 77. Reversiones ejecutadas 2021.

Nombre formato	Número de formatos
PI1. Inventario planes	7
BRA3. Unidades constructivas de equipos de subestaciones	5
BRA1. Información general subestaciones	5
BRA11. Unidades constructivas de transformadores de distribución - Después de 015	4
BRA7. Información general circuitos	4
TC1. Inventario de usuarios	1
T2. Garantías financieras	1
PI3. Inventario proyectos	1
BRA2. Unidades constructivas de subestaciones	1
T7. Costo unitario de prestación del servicio CU 119 UR	1
BRA10. Unidades constructivas de redes de distribución - Después de 016	1
BRA10. Unidades constructivas de redes de distribución - Después de 015	1
BRA5. Unidades constructivas de compensación reactivas en subestaciones	1
PI4. Proyectos seguimiento	1
BRA6. Unidades constructivas de centros de control	1

Nombre formato	Número de formatos
T3. Tarifas publicadas	1
BRA10. Unidades constructivas de redes de distribución - Después de 017	1
T9. Variables costo unitario de prestación del servicio CU 119 UR	1
BRA8. Unidades constructivas de líneas	1
TC3. Información facturación OR Comercializadores	1
BRA10. Unidades constructivas de redes de distribución - Después de 018	1
PI2. Planes seguimiento	1
Total general	42

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de consulta: 21/10/2022 – elaboración DTGE.

Se puede concluir que la empresa presenta un porcentaje muy bajo de certificación en los tiempos establecidos por los actos administrativos vigentes, por lo cual, se invita a la empresa a cumplir con las fechas y los tiempos estipulados.

4.4.9 Reglas generales de comportamiento

Para la evaluación integral respecto de las reglas generales de comportamiento se procedió 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 en el enlace <https://www.cedenaar.com.co/> publicó los siguientes procedimientos, con su respectivo enlace:

Tabla 78. Procedimientos publicados Cedenar, Resolución CREG 080 de 2019.

Procedimiento publicado	Ubicación o enlace
Procedimiento Alquiler Infraestructura	www.cedenaar.com.co/wp-content/uploads/2022/07/PROCEDIMIENTO-ALQUILER-INFRAESTRUCTURA..pdf
Procedimiento Cambio de Comercializador	https://www.cedenaar.com.co/wp-content/uploads/2022/07/PROCEDIMIENTO-CAMBIO-DE-COMERCIALIZADOR..pdf
Proceso Gestión Aprobación Diseños Eléctricos	www.cedenaar.com.co/wp-content/uploads/2022/07/PROCESO-GESTION-APROBACION-DISENOS-ELECTRICOS..pdf
Proceso Gestión Atención Derechos de Conexión	www.cedenaar.com.co/wp-content/uploads/2022/07/PROCESO-GESTION-ATENCION-DERECHOS-DE-CONEXION..pdf
Proceso Gestión PQRS	www.cedenaar.com.co/wp-content/uploads/2022/07/PROCESO-GESTION-PQRS..pdf
Proceso Gestión Suspensión y Reconexiones	www.cedenaar.com.co/wp-content/uploads/2022/07/PROCESO-GESTION-SUSPENSION-Y-RECONEXIONES.pdf

Fuente: página web Cedenar – elaboración DTGE.

De la revisión general de los procedimientos, se puede afirmar que la empresa estableció y publicó los procedimientos que determinó eran necesarios para dar cumplimiento a la

normativa citada, pero, al realizar la revisión detallada de los citados procedimientos, y sin corresponder a un incumplimiento normativo, se encontró que están redactados o establecidos en función del cliente o usuario interno de la empresa, situación que no se ajusta a la premisa establecida por la Comisión en cuanto a que la información suministrada por los agentes mencionados en la presente resolución debe permitir y facilitar su comparación y comprensión de los usuarios frente a los diferentes productos y servicios ofrecidos por la empresa .

De acuerdo con lo anterior, se encontró que, a nivel general, los procedimientos diseñados por Cedenar, están diseñados en función del cliente interno o empleados de la empresa y no en función de la comprensión clara, didáctica e instructiva que debieran aportar al usuario, por tal razón se recomienda a la empresa la revisión de todos los procedimientos para que se ajusten y cumplan con los preceptos de la normativa y que se den a conocer en función de los usuarios.

En el mismo sentido, los funcionarios de Cedenar informaron que están revisando los procedimientos establecidos con el fin de actualizarlos y procurar un lenguaje más accesible para los usuarios, del avance de estas actividades informarán oportunamente a la SSPD.

5 Hallazgos

A continuación, se muestra la Tabla con los hallazgos encontrados a Cedenar en el marco de la evaluación integral.



Tabla 79. Hallazgos evaluación integral.

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Calidad del servicio	Soportes de exclusiones	Los soportes de exclusiones para los eventos con causal Actos de terrorismo, Catástrofes naturales, Plan anual de trabajos de reposición o modernización de subestaciones, Proyectos de adecuaciones y traslado de infraestructura eléctrica y Seguridad ciudadana, no cuentan con los soportes exigidos regulatoriamente	No Cumple

Criterion	Condition evaluated	Evidence / support	State of compliance
Calidad del servicio	Eventos línea de interconexión Cauca - Nariño	No se realizaron los reportes de los eventos sucedidos en la línea de interconexión Cauca – Nariño, según lo dispuesto en el numeral 5.2.14.2 ZNI QUE SE CONECTA A LA RED DE UN OR DEL SIN de la resolución CREG 015 de 2018.	Pendiente de inicio de reporte de eventos al LAC.
Plan de Inversión CREG 015 de 2018	Reconocimiento de unidades constructivas asociadas a la interconexión Cauca-Nariño	Se realizó presunto reporte indebido para remuneración de las unidades constructivas asociadas al proyecto Cauca – Nariño durante la presentación del plan de inversiones inicial aprobado en la Resolución CREG 140 de 2019 sin tener autorización previa del MinMinas para este fin. En agosto de 2022 el Ministerio de Minas autorizó a Cedenar a recibir remuneración de estos activos, siendo este soporte de la modificación presentada en ese mismo mes.	Cumple
Plan de Inversión CREG 015 de 2018	Estrategia de comunicación planes de inversión	No se desarrollaron informes orientados a usuarios para divulgar la ejecución del plan de inversiones ni están disponibles públicamente en la página Web. El portal Web destinado a divulgación del plan y su ejecución debe tener un mejor desarrollo en términos de interfaz, presentación e información.	Se envió borrador de los informes orientados a usuarios. Pendiente de publicación definitiva en portal Web. Pendiente de reestructuración del portal Web.
CREG 038/2014	Cumplimiento de código de medida	Estado de cumplimiento de código de medida de fronteras comerciales y de generación, donde se evidencia que solo el 58% de las fronteras cumplen. Procedimiento de ajuste del reloj interno de los medidores, el cual se encuentra fuera de los requisitos que trata el artículo 16 de la resolución CREG 038. Se evidencian en sitio varios medidores con desfase horario.	No cumple, pendiente envió de informes de estado de plan de mantenimiento de las fronteras.

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
		Calibración en los cuatro cuadrantes de energía.	
CREG 038/2014	Publicaciones en página WEB	En cuanto a las publicaciones en la página web, no se cumple con lo establecido en el artículo 28 del Código de Medida sobre la publicación del plan de mantenimiento del sistema de medición, ni lo señalado en el anexo 3 sobre la publicación del informe anual de operación del CGM.	No cumple, se debe realizar la respectiva actualización en la página Web.
SSPD20192200020155 de 2019 SSPD20212200012515 de 2021	Reporte de información Tarifaria al SUI	A través del radicado SSPD 20222232251381 del 09 de mayo de 2022, se informó a Cedenar de un presunto error en el reporte de información del Formato T9 del SUI relacionado con los insumos para el cálculo del componente de Generación del mes de octubre de 2021, a la fecha, no se evidencia en el sistema solicitud de reversión de este formato por parte del prestador.	No cumple, no se ha revertido dicha información
SSPD20212200012515 de 2021	Reporte de información de usuarios no regulados al SUI	La empresa reportó usuarios de estratos residenciales clasificados con tarifas no reguladas, lo cual representa una inconsistencia, siendo así mala calidad de información, así mismo existe una intermitencia en el reporte de información de ciertos usuarios no regulados	No cumple, a la fecha del análisis se evidencian dichas inconsistencias
CREG 015/2018	Participación en control automático de tensión	La empresa debe aclarar el procedimiento para la participación en el control automático de tensión de los usuarios AGPE para que queden exentos del cobro de energía reactiva.	No cumple, la empresa debe aclarar y divulgar el procedimiento.
Decreto 2157 de 2017	Cumplimiento al PGRD	Infraestructura de distribución, comercialización y generación tanto del SIN como ZNI aún no integrada dentro del PGRD	No cumple, la empresa debe incluir en su valoración de riesgos toda la infraestructura para

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
			cada una de las actividades desarrolladas.
Decreto 2157 de 2017	Cumplimiento al PGRD	Las acciones, procedimientos, formatos y demás herramientas implementadas en este plan deben ser utilizadas y demostradas, tanto como los eventos ocurridos que sirven como lecciones aprendidas	No cumple, se debe presentar evidencia de los formatos que se diligencian o donde reposa la información de lecciones aprendidas por emergencias o eventos ocurridos
Decreto 2157 de 2017	Cumplimiento al PGRD	Las metodologías aplicadas para la evaluación de riesgos en el documento general de la empresa no son consecuentes con la metodología propuesta en el plan de cada una de las subestaciones e infraestructura valorada.	No cumple, no se identifica la coincidencia entre la matriz de valoración de riesgo del documento general con la que se encuentra dentro de los planes de cada una de las subestaciones.
Calidad de la información ZNI	Reporte SUI	Inconsistencias en el SUI formatos TO1 para la vigencia 2021 para los reportes de la central Puerto Leguizamo.	No cumple, la empresa debe subsanar las inconsistencias expuestas en el radicado No. SSPD 20222214624971
Calidad de la información ZNI	Reporte SUI	Falta de oportunidad en el cargue de información de la vigencia 2020.	Parcial, la empresa debe cargar los dos formatos pendientes para la vigencia 2020
Documentación de la central	Diagrama Unifilar	Durante la visita se evidenció que el diagrama remitido por la empresa no corresponde a la configuración actual de la central de generación.	No cumple, la empresa debe mantener actualizado el diagrama unifilar de la central.

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

Criterio	Condición evaluada	Evidencia / soporte	Estado de cumplimiento
Continuidad del servicio ZNI	Horas de prestación del servicio	Para la localidad de Puerto Leguizamo la empresa entrega un suministro de energía promedio menor a 24 horas, según la información suministrada por el distribuidor y por la empresa encargada de la operación de la central.	No cumple, la empresa debe poner en funcionamiento sus planes de mejora para garantizar un suministro continuo de energía.
Gestión de activos ZNI	Programas de mantenimiento	Para las diferentes unidades se encontró que no se tiene evidencias de mantenimientos ejecutados.	No cumple, la empresa debe remitir pruebas de los mantenimientos ejecutados.
Gestión de activos ZNI	Infraestructura física	Se evidenció que la central de generación no cuenta con un lugar adecuado dentro de la central para la gestión de los residuos	No cumple, la empresa debe poner en funcionamiento sus planes de mejora de la planta.
RETIE en ZNI	Certificación RETIE	Se evidencio que la central tiene falencias en el cumplimiento de la reglamentación RETIE, la central no cuenta con la certificación RETIE.	No cumple, la empresa debe cumplir con el cronograma de certificación RETIE de la central.

Fuente: Elaboración DTGE.

6 Acciones correctivas definidas

En cuanto a los procedimientos se recomendó a la empresa el ajuste de dichos documentos en cuanto a que se redacten de manera más didáctica de tal manera que faciliten la comprensión de los usuarios.

7 Conclusiones

- En el análisis de la información suministrada en el marco de la evaluación integral, se encontraron diferencias en la cantidad de usuarios y valores compensados por calidad individual para los años 2020 y 2021, respecto con la información certificada por Cedenar en el SUI, se recomendará a CENENAR realizar la validación de lo encontrado.

- En términos generales, en el análisis realizado por la SSPD se encontró que los usuarios del servicio de energía eléctrica del mercado de comercialización de Cedenar percibieron durante el año 2021, una mejor calidad del servicio respecto a los años 2019 y 2020. No obstante, con los resultados de la revisión de soportes de exclusión de eventos, se evidenció que Cedenar tiene falencias en la correcta aplicación del esquema de exclusiones, por lo tanto, los indicadores de duración y frecuencia de interrupciones del mercado de Cedenar podrían estar subdimensionados.
- La línea de interconexión Cauca – Nariño ha permitido mejorar la calidad de vida de aproximadamente 80 000 habitantes pertenecientes a las cabeceras de los municipios de Guapi, Timbiquí, López de Micay en el Departamento del Cauca, y Francisco Pizarro, Mosquera, Olaya Herrera, La Tola, El Charco y Santa Bárbara en el Departamento de Nariño al eliminar su dependencia de las centrales de generación Diesel e integrarse al Sistema Interconectado Nacional.

Sin embargo, dada las condiciones geográficas del trazado de la línea de interconexión y las condiciones propias de operación de esta, se pueden presentar interrupciones en el servicio que deben ser atendidas por Cedenar, estas interrupciones actualmente no se tienen en cuenta para los indicadores de calidad Cedenar.

Por otro lado, la inclusión de este proyecto en el mercado operado por Cedenar ha presentado desbalance en los indicadores de calidad y pérdidas, así como las inversiones hechas por la empresa, que han presentado grandes retos y esfuerzos que no necesariamente han sido remunerados por límites normativos y regulatorios. A pesar de lo anterior, la empresa continúa realizando inversiones con el fin de mejorar las condiciones de prestación de servicio, reflejándose el progreso, sobre todo en la reducción sostenida del índice de pérdidas.

- Con respecto a la ejecución del plan de inversiones, Cedenar ha presentado dificultades en la ejecución de sus inversiones debido a múltiples factores dentro de los que se destaca la pandemia del COVID-19, el paro nacional, la crisis de los contenedores y el

difícil acceso en ciertas zonas del departamento a causa de grupos al margen de la ley. Lo anterior ha resultado en una subejecución a lo largo de los niveles de tensión 2 y 3, afectando la remuneración anual de los planes. En el año 2022 la empresa ha estado compensando proyectos atrasados a lo largo de los niveles de tensión tomando ventaja del reducido nivel de inversiones aprobadas para este año, denominado «colchón». Sin embargo, nuevamente la remuneración para el 2023 se verá afectada debido a la cota regulatoria para inversiones en ejecución, que la empresa reconoció como un error de planeación.

- En términos de divulgación del plan de inversiones y su respectiva ejecución, la empresa ha cumplido con los requisitos mínimos regulatorios, pero esto ha llevado a que su estrategia de comunicación no tenga en cuenta al agente principal para quien está orientado: los usuarios.
- En términos de la gestión de pérdidas, a pesar de haber rechazado el plan de reducción de pérdidas debido a la entrada en operación de COCANA, contar con un plan de mantenimiento, y estar al pendiente de la solicitud a la CREG de proponer un nuevo plan de reducción que tenga en cuenta las condiciones de COCANA, la empresa continúa ejecutando un plan de acción robusto e integral, dentro del cual se continúan realizando inversiones orientadas a la reducción de pérdidas.

La ejecución de este plan ha llevado al cumplimiento de metas internas de reducción de índices de pérdidas. Sin embargo, existen zonas del departamento tales como Norte, Pacífico y Occidente que han presentado retos importantes para la empresa y han dificultado desarrollar actividades orientadas a la gestión de pérdidas en estas.

- La empresa no aporta evidencias de la implementación del plan de mantenimiento en la central de generación de puerto Leguizamo. No implementar un plan de mantenimiento configura un escenario en el que la prestación del servicio de energía eléctrica no está garantizada a los usuarios, en términos de continuidad ni de calidad.

- La central de generación de Puerto Leguízamo, no cuenta con un plan de gestión del riesgo, hecho evidenciado en el evento de racionamiento ocurrido durante el mes de junio de 2021 y las continuas fallas reportadas por el distribuidor. No contar con un plan de gestión del riesgo deriva en fallas en la continuidad del suministro de energía eléctrica por parte de la empresa.
- Durante la visita a la central de generación de Puerto Leguízamo, se evidenció la aplicación de procedimientos manuales para la operación de la central de generación, este tipo de procedimientos carecen de documentación y son difícilmente replicables.
- A partir de la visita y las diferentes reuniones virtuales efectuadas para la evaluación integral, así como la revisión por parte de esta Superintendencia de la información remitida por la empresa, se puede concluir que se pueden presentar inconvenientes en diferentes procesos por cada ajuste en el sistema comercial de la empresa, lo cual podría tener reflejo en el proceso de facturación para el universo de usuarios que atiende Cedenar.
- En función del capítulo acerca del plan para la gestión de los riesgos de desastre implementados por Cedenar, se indica que la empresa ha cumplido parcialmente con las disposiciones para el conocimiento del riesgo y las acciones para la reducción y/o tratamiento del riesgo, para la atención a la emergencia el cumplimiento fue alto. Lo anterior implica que se requiere el fortalecimiento a las actividades o acciones que respondan a las disposiciones de las secciones 4 a 9 del Decreto 2157 y a la definición e implementación de acciones para la reducción de los riesgos en toda su infraestructura.
- Cedenar, como entidad prestadora de servicios públicos, específicamente encargada de la generación, distribución y comercialización, ha desarrollado un plan de gestión del riesgo conforme a las disposiciones del Decreto 2157 de 2017, no obstante, es imperativo que demuestre las evidencias de las acciones que ha propuesto en el mismo tanto para la mitigación de riesgo como para su atención en los eventos que se hayan presentado.

En el marco de esta evaluación integral, se presentan de forma resumida los principales procesos con los que cuenta la empresa para gestionar sus riesgos y para ello se lleva a cabo una evaluación del cumplimiento a los objetivos planteados desde la Ley Nacional para la Gestión del Riesgo de Desastres y los que se propone la empresa dentro de su PGRD. Así las cosas, se concluye que Cedenar ha cumplido parcialmente con las disposiciones para el conocimiento del riesgo y con las acciones para la reducción y/o tratamiento del riesgo, por su parte, la atención a la emergencia fue el componente para el cual se presentaron más conformidades y, por ende, es el proceso mejor descrito e implementado en la empresa. Resultados principalmente impactados por tres factores relevantes: la inclusión parcial de su infraestructura para desarrollar el proceso; ausencia en las evidencias del uso de formatos que se han propuesto, pero no han sido utilizados en momentos de la materialización de riesgos; y el detalle de rubros específicos para la gestión del riesgo, actualización del plan y mejora continua para la transversalidad a la hora de implementar la gestión del riesgo.

8 Medidas recomendadas que pudiera ser oportuno o pertinente aplicar

- Se recomienda la revisión de los procedimientos de cálculo de indicadores de calidad media e individual, donde se evalué la inclusión de la etapa de la asignación de la causal de eventos y la responsabilidad en la gestión de los soportes de los eventos excluidos de acuerdo a lo establecido en la resolución CREG 015 de 2018.
- de 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.
- Se recomienda a la empresa la revisión de todos los procedimientos relacionados con las normas de comportamiento CREG 080 de 2019, para que se ajusten y cumplan con los preceptos de la normativa y se den a conocer en función de los usuarios.
- Se recomienda a la empresa la revisión de la información cargada al SUI en el «FORMATO TC2. Facturación a Usuarios» en el campo 34 VC (\$) para los años 2020 y

2021, donde se evidencio que la información suministrada por la subgerencia comercial de Cedenar para la realización de la evaluación integral no coincide con la información reportada al SUI en cantidad de usuarios y valores compensados.

- Se recomienda a la empresa trabajar en mejorar la estrategia de comunicación de divulgación de ejecución de planes de inversiones teniendo en cuenta los comentarios hechos durante la visita, así como en este documento. Es fundamental que se tenga al usuario como el centro de esta estrategia. Tal cual, como está en este momento, es difícil para el usuario tener una fácil comprensión de la ejecución hecha por parte de Cedenar del plan de inversiones y cómo este ha mejorado las condiciones del servicio.
- Se recomienda a la empresa normalizar las inversiones en el nivel de tensión 3. De acuerdo con lo discutido durante la visita la empresa se encuentra haciendo esfuerzos por lograrlo; sin embargo, se recomienda que en el próximo informe de ejecución del plan de inversiones se haga especial enfoque en las inversiones que estaban pendientes por ejecutar en todos los niveles de tensión, en particular el NT 3, hasta el año 2021, los esfuerzos hechos en el año 2022, y lo que queda pendiente por ejecutar para el año 2023,
- Se recomienda a la empresa normalizar el reporte del formato TT5 y en adelante reportar en este los accidentes de origen eléctrico dentro de su mercado y no limitarse a reportar los accidentes internos.

9 Responsables de la realización

A continuación, se relacionan las personas involucradas en la realización del presente informe.

9.1 Responsable general

Luisa Fernanda Camargo Sánchez – Directora técnica de gestión de energía (E)

9.2 Equipo de evaluación

Revisor: Darío Fernando Obando Batallas - Profesional especializado DTGE

Nelson Yesid González Castro - Profesional especializado DTGE

Equipo: Diego Fernando Borda Tovar: Coordinador Grupo Gestión Comercial DTGE

John Cristian Giraldo Parra: Coordinador Grupo Gestión Operativa DTGE

Olga Lucía Triviño Rosado - Coordinadora Grupo Zonas No Interconectadas DTGE

María Alexandra Thomas Vallejos - Contratista DTGE

Luis Fabián Sanabria Romero - Profesional especializado DTGE

Oscar Fabio Vélez Cano - Profesional especializado DTGE

Oscar Iván Torres Pérez – Profesional especializado DTGE

Juan Carlos Castiblanco Vargas - Profesional especializado DTGE

Javier Alejandro Agudelo Gamboa - Profesional especializado DTGE

Wilmer Andrés Sandoval López - Contratista DTGE

Ángel Ricardo Becerra Muñoz - Contratista DTGE

10 Anexos:

Reposan en el expediente 2022220380800310E.