

# **EVALUACIÓN INTEGRAL DE PRESTADORES CENTRALES ELÉCTRICAS DE NARIÑO S.A. ESP.**



**Superservicios**  
Superintendencia de Servicios  
Públicos Domiciliarios

**SUPERINTENDENCIA DELEGADA PARA ENERGÍA Y GAS  
COMBUSTIBLE  
DIRECCIÓN TÉCNICA DE GESTIÓN DE ENERGÍA  
Bogotá, noviembre de 2019**

## Cedemar S.A. ESP.

### ANÁLISIS AÑO 2018

#### 1. DESCRIPCIÓN GENERAL DE LA EMPRESA

La empresa Centrales Eléctricas de Nariño S.A. ESP., en adelante Cedemar, se constituyó en el año 1955 y se encuentra inscrita en el RUPS desde el 29 de diciembre de 2005. Desarrolla las actividades de Generación, Distribución y Comercialización de energía eléctrica desde el 09 de agosto de 1955 en el Sistema Interconectado Nacional – SIN y desde el 01 de enero del 2016 en las Zonas No Interconectadas. El capital suscrito y pagado de la empresa es de \$91,7 mil millones.

Tabla No. 1. Datos Generales

|  |  |
|--|--|
| <b>Tipo de Sociedad</b>                | Sociedad Anónima                             |
| <b>Razón Social</b>                    | Centrales Eléctricas De Nariño S.A. E.S.P.   |
| <b>Sigla</b>                           | CEDENAR S.A. E.S.P.                          |
| <b>Representante Legal</b>             | Jorge Albeiro Chingual Vargas                |
| <b>Actividad desarrollada</b>          | Generación, Distribución y Comercialización  |
| <b>Año de entrada en operación</b>     | 1955   |
| <b>Auditor – AEGR</b>                  | Soluciones & Consultorías Informáticas LTDA  |
| <b>Clasificación</b>                   | Zona Interconectada y Zona No Interconectada |
| <b>Fecha última actualización RUPS</b> | 13/05/2019                                   |

Fuente: SUI

De acuerdo a lo establecido en la Resolución SSPD No. 20181000120515 del 25 de septiembre de 2018; el prestador realiza actualización de manera anual y siempre que realiza un cambio en la información solicitada.

#### 2. ASPECTOS FINANCIEROS – ADMINISTRATIVOS

##### 2.1. Aspectos Administrativos

La empresa Cedemar, para el desarrollo de su actividad contó con una planta de personal de 567 empleados en el 2018, como se observa en la siguiente tabla:

Tabla No. 2. Total de empleados por área - 2018

| AREA                                    | TERMINO FIJO | T.INDEFNIDO | S.INTEGRAL | TOTAL |
|---|--------------|-------------|------------|-------|
| GERENCIA                                | 0            | 1           | 1          | 2     |
| CONTROL INTERNO                         | 1            | 5           | 1          | 7     |
| PLANEACION Y SISTEMAS                   | 2            | 6           |            | 8     |
| JURIDICA                                | 1            | 3           | 1          | 5     |
| SUBGERENCIA ADMINISTRATIVA Y FINANCIERA | 48           | 38          | 1          | 87    |
| SUBGERENCIA DISTRIBUCION Y GENERACION   | 1            | 1           | 1          | 3     |
| DIVISION OPERACIONES                    | 38           | 45          | 1          | 84    |
| SUBGERENCIA COMERCIAL                   | 1            | 0           | 1          | 2     |
| CARTERA Y MERCADEO                      | 7            | 6           | 0          | 13    |
| FACTURACION                             | 10           | 16          | 1          | 27    |

|                                |            |            |           |            |
|--------------------------------|------------|------------|-----------|------------|
| GESTION CLIENTES               | 10         | 5          | 0         | 15         |
| SUBGERENCIA GESTION ENERGETICA | 0          | 1          | 1         | 2          |
| DIVISION PERDIDAS              | 4          | 7          | 1         | 12         |
| CENTRO TECNICO                 | 16         | 11         |           | 27         |
| IPIALES                        | 35         | 24         | 1         | 60         |
| SANPABLO                       | 15         | 27         |           | 42         |
| LA UNION                       | 12         | 10         | 1         | 23         |
| LA CRUZ                        | 14         | 9          |           | 23         |
| TUMACO                         | 20         | 19         | 0         | 39         |
| SANDONA                        | 26         | 14         | 1         | 41         |
| TUQUERRES                      | 27         | 18         | 0         | 45         |
| <b>TOTAL EMPLEADOS</b>         | <b>288</b> | <b>266</b> | <b>13</b> | <b>567</b> |

Fuente: información entregada por la ESP.

Cedonar informó que tiene una relación societaria: “(...) *indirecta con las siguientes empresas: ENERTOLIMA y ENERGAS SA ESP la relación que existen (sic) con otras empresas es de participación accionaria*”.

Según la información suministrada por la empresa en mención, esta cuenta con certificación de calidad ISO 9001:2015 para las actividades de Generación, Distribución y Comercialización para el departamento de Nariño. Adicionalmente Cedonar cuenta con los siguientes programas ambientales y sociales:

1. Conservación y recuperación de cuencas abastecedoras.
2. Gestión de residuos.
3. Educación ambiental empresarial.
4. Manejo ambiental del sistema de distribución y generación.

Además, Cedonar indicó en su informe de gestión 2018 que:

*“(...) En cuanto a la generación propia, se supera la meta anual establecida, logrando 172.192 MWh/año, valor histórico en el negocio Generador de CEDENAR S.A. E.S.P.”*

Así mismo, con respecto al negocio de comercialización: *“Se prestó el servicio de energía eléctrica a 432.490 usuarios, con una vinculación de 14.390 usuarios nuevos, que representa una variación positiva de 3,44% respecto al año anterior”*

Finalmente, frente a la actividad de Distribución: *“Durante el año 2018, se realizó la entrega por parte del Ministerio de Minas y Energía a la empresa, uno de los proyectos más importantes de interconexión nacional para el sur- occidente del país: el proyecto de Interconexión Eléctrica Cauca y Nariño a 115kV, que se denominó COCANÁ”.*

## **2.2. Aspectos Financieros**

### **2.2.1. Clasificación de Riesgo**

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

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

La Superintendencia Delegada para Energía y Gas Combustible en el primer semestre del año 2019 realizó el cálculo de la clasificación inicial de riesgo financiero con la última información disponible, es decir, la información financiera del año 2018. De acuerdo con los indicadores calculados bajo NIF, para las vigencias 2018 el nivel de riesgo según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, se aprecia en la tabla No. 3.

Con base en los resultados obtenidos de los indicadores financieros, según la metodología regulatoria, Cedenar, no evidencia nivel de riesgo Financiero para 2018.

*Tabla No 3. Clasificación inicial de riesgo financiero año 2017 y 2018.*

| INDICADORES FINANCIEROS                    | Tipo         | NIF         |             |
|--|--------------|-------------|-------------|
|  |              | 2018        | 2017        |
| <i>Rentabilidad sobre Activos</i>          | Rentabilidad | 12%         | 13%         |
| <i>Rentabilidad sobre Patrimonio</i>       | Rentabilidad | 15%         | 17%         |
| <i>Flujo de Caja sobre Activos</i>         | Rentabilidad | 12%         | 23%         |
| <i>Ciclo Operacional</i>                   | Liquidez     | 11346%      | 14592%      |
| <i>Cubrimiento de Gastos Financieros</i>   | Liquidez     | 10          | 11          |
| <i>Razón Corriente</i>                     | Liquidez     | 1,3         | 1,5         |
| <i>Patrimonio sobre Activo</i>             | Solidez      | 51%         | 49%         |
| <i>Pasivo corriente sobre Pasivo Total</i> | Solidez      | 31%         | 27%         |
| <i>Activo corriente sobre Activo Total</i> | Solidez      | 20%         | 22%         |
| <b>Patrimonio</b>                          |              | 341.076.631 | 326.805.740 |
| <b>RIESGO FINANCIERO</b>                   |              | 0           | 0           |

Fuente: SUI. Calculo: DTGE

### **2.2.2. Estado de Situación Financiera**

Para la vigencia 2018 los recursos de Cedenar se encuentran apalancados en un 49% con terceros dejando el 51% con socios y accionistas, con relación a la vigencia 2017, el porcentaje se mantuvo igual.

Los activos de la compañía se encuentran concentrados en el largo plazo (Gráfica No. 1), siendo la propiedad, planta y equipo el rubro que presenta mayor porcentaje posicionándose en \$525.654 millones para el año 2018, presentando un aumento respecto al año 2017 de \$13.656 millones. Esta se compone por: terrenos y edificios, maquinaria y equipo (equipo de oficina, muebles y enseres, equipos de comunicación y computo, herramientas), equipo de transporte, repuestos en bodega, construcciones en curso básicamente de la Subestación San Martín y sus líneas de interconexión, así como plantas de generación, subestaciones y redes líneas y cables en sus niveles de tensión 1,2,3,4, constituyéndose este ítem el de mayor peso con un 82% de la propiedad, planta y equipo, como se indica en la siguiente gráfica:

Gráfica No. 1. Composición Propiedad, Planta y Equipo 2018

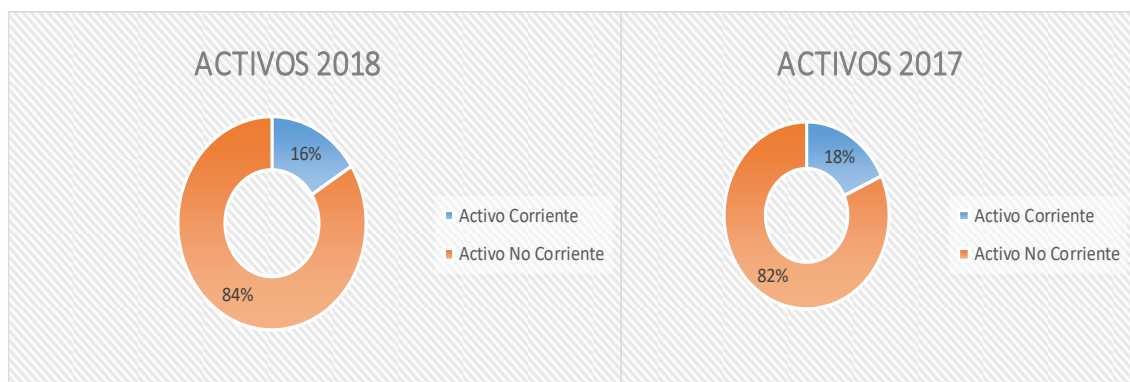


Fuente: Informe Financiero Visita SSPD 2019, auditoria estados Financieros 31 de dic 2018

El siguiente rubro significativo de activos a largo plazo son otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes; el grupo financiero de la compañía en visita comunicó que mediante oficio resolutorio 015 de marzo de 2018, se incrementa en un 36% el monto de los préstamos de vivienda otorgados a los trabajadores de la empresa, tanto para compra como para las otras modalidades de crédito (remodelación, liberación de hipoteca), por esta razón este concepto se ve incrementado con respecto al año anterior.

Los otros activos con una disminución del 43%, según información en visita la compañía explica que: "(...) Su disminución obedece a que, en el mes de enero de 2018, se realizó la amortización de la factura ISAGEN N. 40000983, correspondiente al periodo noviembre de 2017 por concepto de pago de suministro de energía a través de contratos bilaterales. (...)”

Gráfica No. 2. Comportamiento Activo - Corto y Largo Plazo 2018-2017



Fuente: SUI

Tabla No. 4. Estado de Situación Financiera Comparativo 2018-2017

|   | 2.018             | AV   | 2017              | AV   | AH 2018-2017 | VAR % |
|---|-------------------|------|-------------------|------|--------------|-------|
|   | Energía Eléctrica |      | Energía Eléctrica |      |              |       |
| <b>Activos</b>  |                   |      |                   |      |              |       |
| <b>Activos corrientes</b>   |                   |      |                   |      |              |       |
| Efectivo y equivalentes al efectivo   | 5.815.100         | 1%   | 15.709.993        | 2%   | -9.894.893   | -63%  |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes          |                   |      |                   |      |              |       |
| Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos           | 77.989.652        | 12%  | 80.121.831        | 12%  | -2.132.179   | -3%   |
| Otras cuentas por cobrar corrientes   | 7.559.657         | 1%   | 5.002.783         | 1%   | 2.556.874    | 51%   |
| Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar corrientes    | 85.549.309        | 13%  | 85.124.614        | 13%  | 424.695      | 0%    |
| Inventarios corrientes  | 9.029.254         | 1%   | 9.054.455         | 1%   | -25.201      | 0%    |
| Otros activos financieros corrientes  | 32.583.794        | 5%   | 437.920           | 0%   | 32.145.874   | 7341% |
| Otros activos no financieros corrientes                                       |                   | 0%   | 32.762.562        | 5%   | -32.762.562  | -100% |
| <b>Activos corrientes totales</b>   | 132.977.457       | 20%  | 143.089.544       | 22%  | -10.112.087  | -7%   |
| <b>Activos no corrientes</b>  |                   |      |                   |      |              |       |
| Propiedades, planta y equipo  | 525.654.147       | 79%  | 511.997.959       | 77%  | 13.656.188   | 3%    |
| Inversiones en asociadas  | 1.597.132         | 0%   | 1.574.952         | 0%   | 22.180       | 1%    |
| Total de Inversiones en controladas, negocios conjuntos y asociadas           | 1.597.132         | 0%   | 1.574.952         | 0%   | 22.180       | 1%    |
| Cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes       |                   |      |                   |      |              |       |
| Cuentas comerciales por cobrar por prestación de servicios públicos           | 542.842           | 0%   | 304.368           | 0%   | 238.474      | 78%   |
| Cuentas por cobrar no corrientes debidas por partes relacionadas              |                   |      |                   |      |              |       |
| Otras cuentas comerciales por cobrar no corrientes                            | 800.468           | 0%   | 555.678           | 0%   | 244.790      | 44%   |
| Total cuentas comerciales por cobrar y otras cuentas por cobrar no corrientes | 1.343.310         | 0%   | 860.046           | 0%   | 483.264      | 56%   |
| Propiedad de inversión  | 134.964           | 0%   | 136.978           | 0%   | -2.014       | -1%   |
| Activos intangibles   | 705.084           | 0%   | 976.013           | 0%   | -270.929     | -28%  |
| Otros activos   | 3.709.448         | 1%   | 6.355.545         | 1%   | -2.646.097   | -42%  |
| Total Otros activos no corrientes   | 4.549.496         | 1%   | 7.468.536         | 1%   | -2.919.040   | -39%  |
| <b>Total de activos no corrientes</b>   | 533.144.085       | 80%  | 521.901.493       | 78%  | 11.242.592   | 2%    |
| <b>Total de activos</b>   | 666.121.542       | 100% | 664.991.037       | 100% | 1.130.505    | 0%    |
| <b>Patrimonio y pasivos</b>   |                   |      |                   |      |              |       |
| <b>Pasivos</b>  |                   |      |                   |      |              |       |
| <b>Pasivos corrientes</b>   |                   |      |                   |      |              |       |
| Provisiones corrientes por beneficios a los empleados                         | 13.383.117        | 2%   | 14.125.196        | 2%   | -742.079     | -5%   |
| Total provisiones corrientes  | 13.383.117        | 2%   | 14.125.196        | 2%   | -742.079     | -5%   |
| Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes         | 40.366.850        | 6%   | 21.953.811        | 3%   | 18.413.039   | 84%   |
| Otras cuentas comerciales por pagar corrientes                                | 13.493.876        | 2%   | 17.377.062        | 3%   | -3.883.186   | -22%  |
| Total cuentas comerciales por pagar y otras cuentas por pagar corrientes      | 53.860.726        | 8%   | 39.330.873        | 6%   | 14.529.853   | 37%   |
| Préstamos por pagar   | 6.996.665         | 1%   | 4.093.174         | 1%   | 2.903.491    | 71%   |
| Ingresos recibidos por anticipado corrientes                                  | 1.741.570         | 0%   | 1.635.119         | 0%   | 106.451      | 7%    |
| Total Otros pasivos corrientes  | 1.741.570         | 0%   | 1.635.119         | 0%   | 106.451      | 7%    |
| Otros pasivos financieros corrientes  | 24.375.283        | 4%   | 0                 | 0%   | 24.375.283   | 0%    |
| Otros pasivos no financieros corrientes                                       |                   | 0%   | 30.509.575        | 5%   | -30.509.575  | -100% |
| <b>Pasivos corrientes totales</b>   | 100.357.361       | 15%  | 89.693.937        | 13%  | 10.663.424   | 12%   |
| <b>Pasivos no corrientes</b>  |                   |      |                   |      |              |       |
| Provisiones no corrientes   |                   |      |                   |      |              |       |
| Provisiones no corrientes por beneficios a los empleados                      | 80.100.349        | 12%  | 96.928.097        | 15%  | -16.827.748  | -17%  |
| Otras provisiones no corrientes   | 28.469.949        | 4%   | 29.624.060        | 4%   | -1.154.111   | -4%   |
| Total provisiones no corrientes   | 108.570.298       | 16%  | 126.552.157       | 19%  | -17.981.859  | -14%  |
| Emisión y colocación de títulos de deuda no corrientes                        |                   |      |                   |      |              |       |
| Pasivos por préstamos por pagar   | 56.062.494        | 8%   | 52.499.998        | 8%   | 3.562.496    | 7%    |
| Pasivo por impuestos corriente, no corriente                                  |                   |      |                   |      |              |       |
| Pasivo por impuestos diferidos no corrientes                                  | 60.054.758        | 9%   | 69.439.205        | 10%  | -9.384.447   | -14%  |
| <b>Total de pasivos no corrientes</b>   | 224.687.550       | 34%  | 248.491.360       | 37%  | -23.803.810  | -10%  |
| <b>Total pasivos</b>  | 325.044.911       | 49%  | 338.185.297       | 51%  | -13.140.386  | -4%   |
| <b>Patrimonio</b>   |                   |      |                   |      |              |       |
| Aportes sociales  |                   |      |                   |      |              |       |
| Capital suscrito y pagado   | 91.671.180        | 14%  | 91.671.180        | 14%  | 0            | 0%    |
| Prima en colocación de acciones cuotas o partes de interés social             | 8.371.606         | 1%   | 8.371.606         | 1%   | 0            | 0%    |
| Reserva Legal   | 10.793.055        | 2%   | 8.190.739         | 1%   | 2.602.316    | 32%   |
| Otras Reservas  | 5.000.000         | 1%   | 5.000.000         | 1%   | 0            | 0%    |
| Ganancias acumuladas  | 11.710.420        | 2%   | 0                 | 0%   | 11.710.420   | 0%    |
| Resultado del ejercicio   | 9.047.436         | 1%   | 26.023.157        | 4%   | -16.975.721  | -65%  |
| Impactos por la transición al nuevo marco de regulación                       | 217.791.048       | 33%  | 212.109.720       | 32%  | 5.681.328    | 3%    |
| Ganancias o pérdidas por planes de beneficios a empleados                     | -13.308.114       | -2%  | -24.560.662       | -4%  | 11.252.548   | -46%  |
| Total de otras partidas patrimoniales (ORI)                                   | -13.308.114       | -2%  | -24.560.662       | -4%  | 11.252.548   | -46%  |
| <b>Patrimonio total</b>   | 341.076.631       | 51%  | 326.805.740       | 49%  | 14.270.891   | 4%    |
| <b>Total de patrimonio y pasivos</b>  | 666.121.542       | 100% | 664.991.037       | 100% | 1.130.505    | 0,2%  |

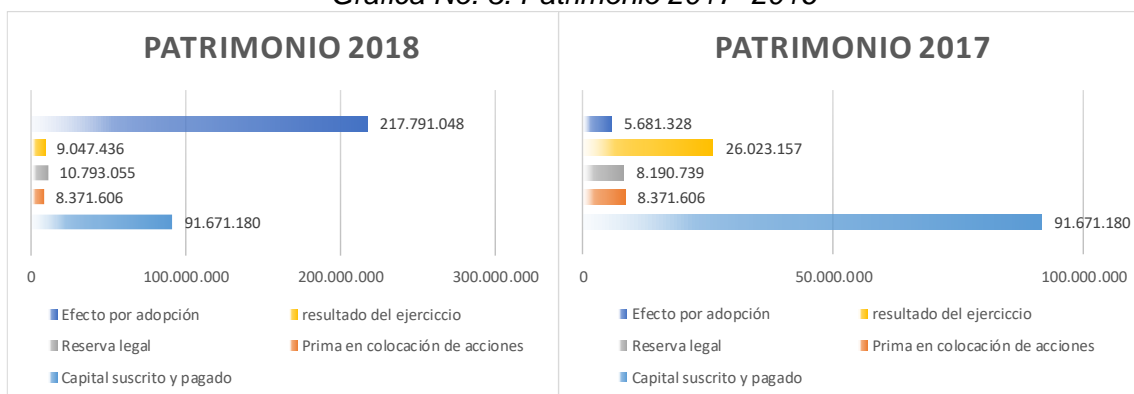
Fuente: SUI y Estados Financieros Dictaminado Comparativos 2017-2016.

El 13% del endeudamiento con terceros corresponde a obligaciones con el sector financiero, de estos \$31.372 millones corresponde a préstamos a corto plazo y \$56.062 millones es endeudamiento al largo plazo. Estos créditos los realizó la compañía de acuerdo a información suministrada en visita, para financiar los proyectos de construcción de redes eléctricas antifraude, construcción de las subestaciones eléctricas La Jardinera y San Martin, primera y segunda fase, y la construcción de la línea de distribución Ipiales.

Es importante mencionar la participación de las provisiones por beneficios a los empleados, la cual es del 14% del total del pasivo, en este rubro de acuerdo a informe en visita, se señaló que además de su porcentaje alto en el pasivo, la variación que presentó de un año al otro, la determinó la diferencia en las tasas de descuento utilizadas en el estudio del cálculo actuarial, realizado por la firma Mercer (Colombia), y al personal que entra a compartir su pensión con Colpensiones, lo cual disminuye la carga pensional para Cedenar.

Las Cuentas comerciales por pagar por adquisición de servicios corrientes señalan un aumento importante del 84% para el año 2018. En visita la compañía informa que esta variación se generó principalmente porque: "(...) En el año 2018 la empresa no contó con la liquidez suficiente para atender los pagos de sus proveedores en razón a que asumir con recursos propios los pagos para atender el contrato COCANA y el pago para AOM de ZNI. Esta situación se agravó por el no giro oportuno de subsidios de SIN y ZNI, por tanto, la deuda del Ministerio de Minas y Energía con CEDENAR al final del periodo ascendió a \$49.591 millones, tanto del ZNI como pagos asumidos por la empresa para atender el contrato de interconexión Cauca Nariño, que ascendió en un total al final del periodo a \$49.591 millones. (...) "

Gráfica No. 3. Patrimonio 2017- 2016



Fuente: SUI

Con relación al apalancamiento con los socios, Cedenar presenta un incremento de 4% con relación al 2017, posicionándose en \$341.077 millones a diciembre de 2018, el patrimonio evidencia una mejora de \$14.270 millones, por aumento en un 32% en su reserva legal.

En visita se informó que su incremento fue "(...) generado por la utilidad del año 2018, de acuerdo con la ley, la Empresa está obligada a apropiarse el 10% de sus utilidades netas anuales como reserva legal hasta que el saldo de esta reserva sea equivalente al 50% del capital suscrito. La reserva legal obligatoria no es distributable antes de la liquidación de la Empresa, pero puede utilizarse para absorber o reducir pérdidas



netas anuales. Son de libre disponibilidad para los accionistas los saldos de la reserva en exceso del 50% del capital suscrito. (...)”

### 2.2.3. Estado de Resultados Integrales

Tabla No. 5. Estado de Resultados Integral Comparativo 2018-2017

| Estado de Resultados Integral, resultado del periodo, por función del gasto - Individual | 2018        | AV   | 2017        | AV   | VAR % |
|--|-------------|------|-------------|------|-------|
| <b>Ganancia (pérdida)</b>  |             |      |             |      |       |
| Ingresos de actividades ordinarias   | 390.662.422 | 100% | 402.195.153 | 100% | -3%   |
| Costo de ventas  | 331.843.626 | 85%  | 323.260.372 | 80%  | 3%    |
| Ganancia bruta   | 58.818.796  | 15%  | 78.934.781  | 20%  | -25%  |
| Otros ingresos   | 13.683.980  | 4%   | 8.672.979   | 2%   | 58%   |
| Costos de distribución   | 22.502.890  | 6%   |             | 0%   |       |
| Gastos de administración, operación y ventas   |             | 0%   | 20.993.444  | 5%   | -100% |
| Ingresos financieros   | 720.247     | 0%   | 2.078.719   | 1%   | -65%  |
| Costos financieros   | 7.800.023   | 2%   | 8.243.114   | 2%   | -5%   |
| Otros gastos   | 22.352.857  | 6%   | 17.718.199  | 4%   | 26%   |
| Otras ganancias (pérdidas)   | 706.730     | 0%   | 1.991.438   | 0%   | -65%  |
| Ganancia (pérdida), antes de impuestos   | 21.273.983  | 5%   | 44.723.160  | 11%  | -52%  |
| Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias corriente                                       | 19.151.821  | 5%   | 23.188.427  | 6%   | -17%  |
| Gasto / Ingreso impuesto a las ganancias diferido  | -6.925.274  | -2%  | -4.488.423  | -1%  | 54%   |
| Ganancia (pérdida)   | 9.047.436   | 2%   | 26.023.156  | 6%   | -65%  |

Fuente: SUI

Respecto de los ingresos de Cedenar, la empresa afirma:

“(...) Su disminución obedece a que durante el año 2017 se facturaron ingresos de los saldos pendientes de cobro como resultado de la aplicación de la opción tarifaria por \$8.853.988 y se facturaron consumos pendientes por la transición a facturación en sitio por \$7.758.239.

Y a la reducción en las ventas de energía de las Zonas No Interconectadas, se debe principalmente a la entrada en funcionamiento del Proyecto de Interconexión Guapi en el departamento del Cauca, que permite el suministro de energía eléctrica a través del SIN a las siete localidades ubicadas en la costa pacífica nariñense (Bocas de Satinga, Salahonda, Iscuande, El Charco y La Tola) y caucana (Timbiqui y López de Micay), a partir del mes de mayo de 2018.

Además, las centrales de generación diésel operaron como respaldo a la fase de interconexión por espacio de 6, 4 y/o 2 horas diarias, de acuerdo a la necesidad, por lo tanto, la energía generada y los costos de operación disminuyeron, con incidencia en el ingreso a facturar por cada localidad. (...)”<sup>1</sup>

Los gastos administrativos se reportaron erróneamente en costos de distribución por valor de \$22.502, correspondiendo a gastos de administración, operación y ventas, por lo tanto, para el año 2018, se reflejó el valor en ceros. En visita se le solicitó a la empresa que deberá realizar reversión de la información financiera, puesto que debe cumplir con parámetros de calidad.

La variación de las otras ganancias (pérdida), disminuyó en 65%, producto de: la recuperación de provisión de bienes muebles en bodega y mercancías en existencia

<sup>1</sup> Información visita CEDENAR, noviembre de 2019.



según informe de la oficina de almacén y de acuerdo a estudio técnico de los elementos en bodega realizado por parte de Cedenar.

Las utilidades del 2018 ascienden a \$9.047 millones, estas equivalen al 2% de los ingresos operacionales, ya descontado los gastos por impuestos. Este porcentaje disminuyó con referencia al año anterior porque durante el año 2018 se dejaron de percibir ingresos por las ventas de energía de las zonas no interconectadas de las siguientes localidades: costa pacífica nariñense (Bocas de Satinga, Salahonda, Iscuande, El Charco y La Tola) y caucana (Timbiqui y López de Micay) en cumplimiento del contrato Interadministrativo con el MME (Cauca - Nariño). Decrecimiento impactado por los costos de operación del citado contrato y costos propios de operación y mantenimiento, para la adecuada prestación del servicio de energía eléctrica en el departamento de Nariño por parte de la empresa sin obtener aun recursos del Ministerio en cumplimiento del contrato interadministrativo celebrado con el MME (Cauca – Nariño), información que fue proporcionada en visita.

Para el año 2018 Cedenar, es una compañía que mostró indicadores según la metodología señalada en la Resolución CREG 072 de 2002 y modificada por la Resolución CREG 034 de 2004, sin riesgo financiero. Pero que al comparar con el año 2017, la compañía atravesó una situación de desmejora tanto en su cartera como en el aumento de los costos, por ende, reflejado en la utilidad para el año 2018.

Se destaca que Cedenar considera que el Contrato interadministrativo con el Ministerio de Minas y Energía (Cauca Nariño) afectó su liquidez, toda vez que como lo informa la compañía: *“(…) en virtud de las obligaciones adquiridas la compañía como operador de red de la zona incurrió en pagos por valor de \$4.758 millones y se cobró a CEDENAR por parte del mercado el suministro de energía de la subestación San Bernardino destinado a cubrir la demanda de los nueve municipios beneficiados por la interconexión Cauca – Nariño, por valor de \$6.216 millones.*

*Los incrementos de cartera de usuarios se explica principalmente por la Zona Pacifico donde existe un problema estructural, de orden económico, social y de orden público, de cultura de no pago y paternalismo, presentando así éxodo masivos a las cabeceras Municipales de población que se conecta a redes en forma anti-técnica, deteriorando el sistema eléctrico, utilizan la energía, no pagan el servicio y por lo general estos lugares no tienen equipos de medida, y ahondado a la situación la empresa no ha realizado inversiones en remodelación, puesto que la mayoría de los municipios no disponen de un plan de ordenamiento territorial. (….)”*

A pesar de la situación en mención la compañía señaló continuar en el esfuerzo para mitigar las situaciones, con el fin de mejorar su liquidez y mejorar sus utilidades.

#### **2.2.4. Estado de Flujo de Efectivo**

Tabla No. 6. Flujo de Efectivo real 2018

| <b>CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.</b>          |                 |
|--|-----------------|
| <b>FLUJO DE EFECTIVO 2018</b>                              |                 |
| <b>Cifras presentadas en millones de pesos colombianos</b> |                 |
| Ingresos de actividades ordinarias                         | 390.615         |
| Ingresos por otros servicios                               | 5.279           |
| Ingresos extraordinarios                                   | 907             |
| Incremento de pasivos de terceros                          | 1.474           |
| Sobrantes y aprovechamientos                               | 21              |
| Pago por cuenta de terceros (COCANA)                       | - 10.974        |
| Pago cuentas comerciales                                   | - 271.951       |
| Pagos de personal activo y jubilado                        | - 40.405        |
| Pago impuestos corrientes                                  | - 32.244        |
| Pago de otros pasivos contingentes                         | - 657           |
| <b>TOTAL FLUJO DE OPERACION</b>                            | <b>42.065</b>   |
| Cancelación de inversiones                                 | 438             |
| Venta de activos   | 67              |
| Compra de propiedad planta y equipo -CAPEX                 | - 35.914        |
| Costos financieros CAPEX                                   | - 3.185         |
| Inversión en Intangibles                                   | - 163           |
| <b>TOTAL DE FLUJO DE INVERSION</b>                         | <b>- 38.757</b> |
| <b>FLUJO DESPUES DE INVERSION</b>                          | <b>3.308</b>    |
| Nuevos pasivos financieros largo plazo                     | 10.000          |
| Rendimiento y descuentos financieros netos                 | 720             |
| Recaudos de préstamos de vivienda                          | 156             |
| Pago de pasivos financieros amortización LP                | - 3.534         |
| Nuevos préstamos de vivienda                               | - 580           |
| Costos financieros   | - 1.247         |
| Prestamos a accionistas                                    | - 463           |
| Pago de dividendos   | - 18.255        |
| <b>TOTAL DE FLUJO DE FINANCIACION</b>                      | <b>- 13.203</b> |
| <b>FLUJO DESPUES DE FINANCIACION</b>                       | <b>- 9.895</b>  |
| <b>INCREMENTO NETO EN EFECTIVO</b>                         | <b>- 9.895</b>  |
| <b>EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO</b>                   | <b>15.710</b>   |
| Fondos comunes   | 15.398          |
| Fondos especiales  | 312             |
| <b>EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>                       | <b>5.815</b>    |
| Fondos comunes   | 2.398           |
| Fondos especiales  | 3.417           |

Fuente: CEDENAR S.A. ESP

La compañía entregó el flujo de caja tanto real como proyectado como se aprecia en las tablas No. 6 y 7. En cuanto a los flujos reales se muestran excedentes de caja por el orden de \$5.815 millones en la vigencia 2018, esto muestra que la empresa cuenta con recursos suficientes para garantizar la prestación del servicio.

En el 2018 el rubro principal de entrada de efectivo, corresponde a la sumatoria de los ingresos generados por la actividad de la prestación del servicio de energía, subsidios, ZNI, venta de medidores, uso de líneas y redes.

En cuanto a los flujos de caja proyectados, la empresa muestra un flujo de operación de \$65.460 millones, para el año 2022, con una proyección de inversión para el año de \$25.193 millones, del cual tendrá que financiar con ingresos por rendimientos financieros, la amortización de créditos bancarios, y el recaudo de préstamos de vivienda a trabajadores, lo cual genera una proyección óptima a 4 años.

Tabla No. 7. Flujo de Efectivo proyectado

| CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P.          |                 |                 |                 |                 |
|---|-----------------|-----------------|-----------------|-----------------|
| PROYECCION ESTADO DE FLUJO DE EFECTIVO              |                 |                 |                 |                 |
| Cifras presentadas en millones de pesos colombianos |                 |                 |                 |                 |
| Millones de \$                                      | 2019            | 2020            | 2021            | 2022            |
| Ingresos de actividades ordinarias                  | 385.102         | 470.771         | 482.205         | 503.247         |
| Ingresos de actividades ordinarias COCANA           | -               | 26.583          | 28.021          | 29.549          |
| Recuperación pagos COCANA                           | -               | 32.737          | -               | -               |
| Ingresos por otros servicios                        | 7.623           | 9.799           | 7.670           | 9.392           |
| Ingresos extraordinarios                            | 1.394           | 1.404           | 1.375           | 1.348           |
| Pago por cuenta de terceros (COCANA)                | - 21.763        | -               | -               | -               |
| Pago cuentas comerciales                            | - 302.795       | - 353.637       | - 328.313       | - 360.817       |
| Pago cuentas COCANA                                 | -               | - 41.170        | - 34.198        | - 35.911        |
| Pagos de personal activo y jubilado                 | - 43.661        | - 39.984        | - 44.212        | - 34.106        |
| Pago impuestos corrientes                           | - 22.505        | - 34.691        | - 38.161        | - 43.693        |
| Pago de otros pasivos contingentes                  | - 2.852         | - 3.073         | - 3.305         | - 3.549         |
| <b>TOTAL FLUJO DE OPERACION</b>                     | <b>544</b>      | <b>68.738</b>   | <b>71.082</b>   | <b>65.460</b>   |
| Venta de activos                                    | 150             | 350             | 360             | 371             |
| Compra de propiedad planta y equipo -CAPEX          | - 17.221        | - 70.691        | - 26.923        | - 22.898        |
| Costos financieros CAPEX                            | - 1.575         | - 842           | - 2.235         | - 2.365         |
| Inversión en Intangibles                            | - 6.100         | - 5.700         | - 3.500         | - 300           |
| <b>TOTAL DE FLUJO DE INVERSION</b>                  | <b>- 24.746</b> | <b>- 76.883</b> | <b>- 32.298</b> | <b>- 25.193</b> |
| <b>FLUJO DESPUES DE INVERSION</b>                   | <b>- 24.202</b> | <b>- 8.145</b>  | <b>38.784</b>   | <b>40.267</b>   |
| Nuevos pasivos financieros largo plazo              | 26.300          | 43.000          | -               | -               |
| Nuevos pasivos financieros corto plazo COCA         | 27.000          | -               | -               | -               |
| Rendimiento y descuentos financieros netos          | 567             | 382             | 387             | 393             |
| Recaudos de préstamos de vivienda                   | 164             | 172             | 181             | 190             |
| Pago de pasivos financieros amortización LP         | -6.438          | -7.000          | -9.000          | -13.694         |
| Pago de pasivos financieros amortización CP         | -               | -27.000         | -               | -               |
| Nuevos préstamos de vivienda                        | - 411           | - 875           | - 613           | - 429           |
| Costos financieros                                  | - 3.352         | - 6.250         | - 6.988         | - 6.110         |
| Pago de dividendos                                  | -12.970         | - 2.750         | - 18.979        | - 15.786        |
| <b>TOTAL DE FLUJO DE FINANCIACION</b>               | <b>30.860</b>   | <b>- 321</b>    | <b>- 35.012</b> | <b>- 35.436</b> |
| <b>FLUJO DESPUES DE FINANCIACION</b>                | <b>6.658</b>    | <b>- 8.466</b>  | <b>3.772</b>    | <b>4.831</b>    |
| <b>INCREMENTO NETO EN EFECTIVO</b>                  | <b>6.658</b>    | <b>- 8.466</b>  | <b>3.772</b>    | <b>4.831</b>    |
| <b>EFECTIVO AL PRINCIPIO DEL PERIODO</b>            | <b>5.815</b>    | <b>12.473</b>   | <b>4.007</b>    | <b>7.779</b>    |
| Fondos comunes                                      | 2.398           | -               | -               | -               |
| Fondos especiales                                   | 3.417           | -               | -               | -               |
| <b>EFECTIVO AL FINAL DEL PERIODO</b>                | <b>12.473</b>   | <b>4.007</b>    | <b>7.779</b>    | <b>12.610</b>   |

Fuente: CEDENAR S.A. ESP

### 2.3. Gestión de Riesgos

El prestador Cedenar de acuerdo a la documentación allegada correspondiente al Informe de Gestión 2018, cuenta con un Sistema de Gestión Integrado el cual está con certificación en la transición de la norma ISO-9001:2015.

Dicha Norma Internacional emplea el enfoque basado en procesos e incorpora el ciclo Planificar-Hacer-Verificar-Actuar (PHVA) y la gestión del riesgo para los Sistemas de Gestión de la Calidad; el cual implica el pensamiento basado en riesgos que permite a las empresas determinar los factores que podrían causar que sus procesos y su sistema de gestión de la calidad se desvíen de los resultados planificados, con el fin de poner en marcha controles preventivos y minimizar los efectos negativos, y así maximizar el uso de las oportunidades a medida que surjan.

#### 2.3.1. Política de Gestión Integrada

La Política de Gestión Integrada, indica:

*“(...) CEDENAR, Empresa de servicios públicos que genera, comercializa, y distribuye energía eléctrica en el Departamento de Nariño, presta sus servicios de forma sostenible, partiendo de la Planeación Estratégica, y la Gestión de Riesgos, cumpliendo con los requisitos de nuestros clientes, partes interesadas, y legislación nacional vigente, comprometida a Estructurar, Implementar y Mantener a partir del mejoramiento continuo, el Sistema de Gestión Integrado (Calidad, Seguridad, Salud en el Trabajo y Ambiente), estableciendo controles operacionales con los más altos estándares, con personal idóneo competente, capacitado y comprometido con los objetivos estratégicos, identificando los peligros, evaluando y manteniendo el Riesgo dentro del nivel aceptables con el fin de eliminarlo, prevenirlo y controlarlo, evitando lesiones, protegiendo los datos personales, la seguridad ay salud de nuestros colaboradores contratistas, el medio ambiente y el entorno donde prestamos nuestros servicios (...)”*

### **2.3.2. Marco de Referencia para la Gestión del Riesgo**

De acuerdo al Informe de Gestión 2018, Cedenar se encuentra acogiendo para el Sistema de Gestión del Riesgo los lineamientos planteados en las normas: ISO 9001:2015 “Sistema de Gestión de Calidad, el Decreto 1072 de 2015 “Sistema de Gestión de Seguridad y Salud en el Trabajo, Guía de la Gestión del Riesgo de Corrupción-versión 2015, Norma Técnica Colombiana NTC-ISO 31000 versión 2018 “Gestión Del Riesgo Principios y Directrices”, Guía para la Administración del Riesgo DAFP, entre otras.

Es pertinente mencionar que la documentación aportada por el prestador no permite identificar con claridad cómo está estructurado todo el marco de referencia para la gestión del riesgo, impidiendo conocer todos los componentes que brindan las bases y las disposiciones de la organización para diseñar, implementar, monitorear, revisar y mejorar continuamente la gestión del riesgo a través de toda la organización.

- **Estructura Organizacional**

De acuerdo al Informe de Gestión 2018, la administración de la Gestión del Riesgo se encuentra liderada por la Oficina de Planeación y Sistemas desde septiembre de 2018 y el control es realizado por la Oficina de Control Interno.

Sin embargo, dentro de los documentos aportados no se cuenta con la información donde se pueda verificar la distribución de las diferentes unidades o dependencias con sus correspondientes funciones generales, requeridas para cumplir la función de la organización y en especial en cuanto a la gestión del riesgo. La estructura organizacional implica establecer responsabilidades, autoridades y relaciones entre el personal de manera coherente con los procesos y las estrategias de la entidad. La definición de la estructura involucra la separación de la actividad o proyecto en un conjunto de elementos. Estos elementos ofrecen una estructura lógica la cual permite la identificación y análisis que ayuda a garantizar que no se pasen por alto riesgos significativos.

- **Funciones y Responsabilidades**

Respecto a este punto, de acuerdo a la documentación enviada no se pudo establecer a nivel de la administración el conjunto de normas y tareas que desarrolla cada

funcionario y/o área en sus actividades cotidianas, para el logro de los objetivos de la organización y control del riesgo.

- **Alcance**

El alcance se refiere a las áreas y/o procesos en los cuales se encuentra implantada la gestión del riesgo. De acuerdo a lo mencionado por la funcionaria encargada de riesgos en esta empresa, indica que teniendo en cuenta que Cedenar cuenta con un Sistema Integrado de Gestión, el cual se encuentra certificado bajo la norma ISO-9001:2015 (la cual integra el enfoque basado en riesgos que permite a las empresas determinar los factores que podrían causar que sus procesos y su sistema de gestión de la calidad se desvíen de los resultados planificados) y se aplica a todos y cada uno de los procesos de la empresa de manera transversal; lo anterior implica que el sistema de gestión de riesgos es transversal a todos los procesos.

- **Objetivos**

Los objetivos en gestión de riesgos corresponden a los propósitos por parte de la organización en materia de gestión del riesgo. El prestador no suministra documentación que permita identificar esta información.

- **Estrategias**

Las estrategias corresponden al plan con el cual cuenta la organización para lograr los objetivos a largo plazo o global para administrar los riesgos. El prestador no suministra documentación que permita identificar esta información.

### **2.3.3. Metodología de Valoración del Riesgo**

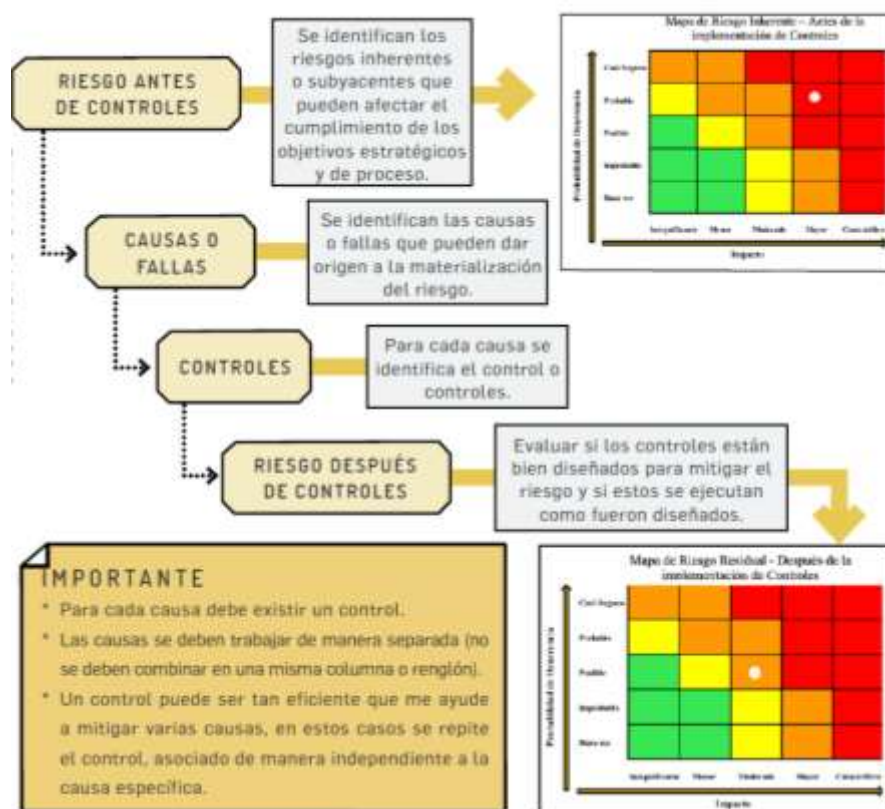
La valoración del riesgo corresponde al proceso en el cual se realiza la identificación del riesgo, análisis del riesgo y evaluación del riesgo. La valoración del riesgo es la que proporciona el entendimiento de los riesgos, sus causas, consecuencias y probabilidades; por lo que brinda la base para las decisiones acerca del enfoque más adecuado que se debe utilizar para tratar los riesgos. Los resultados de la valoración son los elementos de entrada para la toma de decisiones en las organizaciones.

La manera en la cual se emplea el proceso depende no solamente del contexto del proceso de la gestión de riesgos sino también de los métodos y de las técnicas utilizadas para llevar a cabo la valoración del riesgo.

De acuerdo a lo indicado por la funcionaria encargada de la gestión de riesgos en Cedenar, para la valoración de los riesgos aplican la metodología indicada en la Guía para la Administración del Riesgo del DAFP.

De acuerdo a lo observado en la Guía para la Administración del Riesgo del DAFP (ya que dentro de la documentación aportada por el prestador no se suministra la información de cuál es la metodología utilizada para realizar la valoración del riesgo), y conforme a la matriz presentada en la guía en mención, la metodología utilizada para realizar la evaluación del riesgo es la "Matriz de Consecuencias y Probabilidad", basada en una matriz en la cual se combinan las calificaciones cualitativas y semi-cuantitativas de consecuencias-impacto y las probabilidades para producir un nivel de riesgo o una calificación de riesgo.

Gráfica No. 4. Metodología de Valoración del Riesgo



Fuente: Guía para la Administración del Riesgo y el diseño de controles en entidades públicas DAFP

No se pudo observar la escala (o escalas) de consecuencias analizadas por el prestador, ya que como se mencionó anteriormente, en la documentación aportada no está dicha información.

De acuerdo a lo indicado en la página 133 del Informe de Gestión 2018, en su momento se habían identificado 63 riesgos de gestión distribuidos así:

- Trece riesgos ubicados en zona baja.
- Treinta y dos ubicados en zona moderada.
- Diecisiete ubicados en zona alta.
- Uno ubicado en zona extrema.

Sin embargo, dentro de los documentos aportados, no se encuentra cuales son y qué gestión o tratamiento se les ha dado y en qué estado se encuentran.

### 2.3.4. Auditoría al proceso de Gestión del Riesgo

La auditoría al proceso de gestión del riesgo, es realizada por la oficina de Control Interno, cada semestre. El último informe del 2018 fue remitido el 20 de diciembre de 2018 a través de memorando interno al Gerente General de Cedenar, en el cual se informa respecto a la socialización del anteproyecto de la matriz de riesgos de corrupción y su plan de manejo, con el objetivo de dar cumplimiento a la Ley 1474 de 2011. Dentro del documento no se observa otra anotación respecto al sistema de gestión de riesgos de la empresa.

### **2.3.5. Plan de Gestión de Riesgos de Desastres**

La empresa Cedenar cuenta con el documento titulado Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – PGRDEPP código DINT-ADMIN-GSYST-066, Versión 3 de fecha 21 de agosto de 2019, el cual cuenta con siete (7) unidades, sin embargo, al realizar la verificación se observa que no cumple con cada uno de los criterios establecidos en el Decreto 2157 de 2017, debido a que no se observa que cuente con la información completa del contexto interno y externo de la empresa (lo cual implica que no se cuenta con toda la información de las variables territoriales). Así mismo no se observa la información correspondiente al contexto de gestión del riesgo y no se cuenta con la información que permita observar el análisis específico de riesgo donde se consideren los posibles efectos de eventos de origen natural, socio-natural, tecnológico, biosanitario o humano no intencional, sobre la infraestructura expuesta y aquellos que se deriven de los daños de la misma en su área de influencia de posible afectación, así como de su operación que puedan generar una alteración intensa, grave y extendida en las condiciones normales de funcionamiento de la sociedad.

Es indispensable tener en cuenta que las bases del PGRDEPP se fundamentan en los primeros capítulos, debido a que los resultados generados son el insumo para los capítulos de reducción y manejo del riesgo.

Por lo anterior se hace indispensable que el prestador tome las correspondientes medidas, para realizar los ajustes, con el fin de dar cumplimiento al Decreto 2157 de 2017.

## **2.4. Normas Internacionales de Auditoría (NIA)**

### **2.4.1. Análisis de la Auditoría Externa de Gestión y Resultados -AEGR- del año 2018**

Con el fin de analizar el manejo y desarrollo de la empresa Cedenar, la firma de Auditoría Externa de Gestión y Resultados -AEGR-, SOLUCIONES Y CONSULTORÍAS LTDA presenta ante esta Entidad, para el periodo correspondiente al año 2018, los análisis y conclusiones, encontrados durante el desarrollo de su gestión de auditoría.

### **2.4.2. Organigrama y Concepto Sistema de Control Interno**

Informa el AEGR, haber realizado un análisis y diagnóstico pormenorizado al informe de la Oficina de Control Interno, el cual fue realizado bajo el marco de referencia del COSO<sup>2</sup>.

La estructura del informe presentado, abarca aspectos como: Control de Planeación y Gestión: Talento Humano, Acuerdos Compromisos y Protocolos Éticos, Desarrollo del Talento Humano. Direccionamiento Estratégico: Planes, Programas y Proyectos, Modelo de operación por procesos, Estructura organizacional, Indicadores de Gestión, Políticas de Operación. Administración del riesgo. Control de Evaluación y seguimiento. Autoevaluación Institucional: Autoevaluación del Control y Gestión.

---

<sup>2</sup> COSO (Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway) es una Comisión voluntaria constituida por representantes de cinco organizaciones del sector privado en EEUU, para proporcionar liderazgo intelectual frente a tres temas interrelacionados: la gestión del riesgo empresarial (ERM), el control interno, y la disuasión del fraude.



Auditoría Interna: Auditoría Interna. Planes de mejoramiento: Plan de mejoramiento.  
Eje transversal Información y Comunicación: Información y comunicación Interna y Externa, Sistemas de Información y Comunicación

El resultado de la evaluación, al Sistema de Control Interno, arroja un resultado final con una calificación de 4,17, en un rango de 1 a 5, lo cual se considera un cumplimiento satisfactorio y mejora la calificación en comparación con el resultado logrado en el año 2017. Asegura el auditor que: *“(…) esto muestra que los componentes están acorde a los elementos de la estructura actualizada del SIC de la Entidad, y en general el Sistema de Control Interno se mantiene en funcionamiento y en proceso de mejora continua; nuestra evaluación independiente indica que cada uno de los componentes y elementos están evaluados, implementados en la empresa y se administran adecuadamente. Así mismo podemos decir que el Sistema de Control Interno opera efectivamente y se encuentra alineado a los objetivos estratégicos de la empresa, identificándose las acciones realizadas en el desarrollo del plan estratégico orientados dentro de una planeación y ejecución de los procesos alcanzando la eficiencia y eficacia de los mismos, que contribuyen al mejoramiento institucional. (…).”*

Señala el informe que, en cuanto al análisis y valoración de los riesgos, la Oficina de Control interno realizó acompañamiento, seguimiento, talleres, recomendaciones para cada uno de los análisis y la valoración de los mismos, identificando y confrontando los resultados de la evaluación con los controles preventivos y correctivos existentes, y así definir acciones que contribuyen a la mitigación de riesgos.

Envían los riesgos identificados y acorde con la probabilidad de suceder los ubican de la siguiente manera:

*“(…) 13 en zona baja, 32 en zona moderada, 17 en zona alta y 1 en zona extrema. El riesgo ubicado en zona extrema corresponde al proceso de Gestión Tecnologías de la Información y la Comunicación identificado como la Saturación del espacio físico asignado a infraestructura tecnológica, para lo cual se hace necesario adecuar la infraestructura física para las TICs la cual debe ser acorde al crecimiento de la red de datos empresarial. A continuación, se indica el reporte de la matriz de riesgos:*

*En términos generales los controles establecidos están ejerciendo efecto positivo sobre los riesgos, de igual manera continuarán con la ejecución de Planes de Acción, estableciendo actividades que permitan mitigar los riesgos que se encuentran en zona de calificación alta y extrema. Es importante resaltar que la Oficina de Control Interno trabajó conjuntamente y de manera comprometida con los líderes de los procesos quienes ejecutaron el monitoreo programado en el Sistema de Gestión Integral Modulo Gestión de Riesgos. (…).”*

Confirma la AEGR que la Contraloría General de la República-CGR en desarrollo de la auditoría financiera al Estado de Situación Financiera, Estado de Resultados Integrales e Información Presupuestal *“(…) determinó que los estados financieros presentan razonablemente, en todo aspecto significativo, la situación financiera de CEDENAR S.A.*

*De igual manera la evaluación del Control Interno Financiero realizada por la C.G.R., dieron como resultado una calificación de ADECUADO, emitiendo un concepto sobre la efectividad de Control Interno Financiero de EFICIENTE. (…).”*

### 2.4.3. Viabilidad Empresarial.

Se observa en el informe, en cuanto a:

*“... Margen Operacional de Utilidad: el comportamiento del indicador es creciente, para todos los años de proyección. El valor para el año 2018, fue de un 4,76%, y la proyección para el año 2019, registra un 3,75%, para el año 2020 un 9,56%, año 2021 un 12,35% y en el año 2022 alcanza un 10,53%. La media, de margen operacional en los cuatro años proyectados, es de 9,05%.*

*La Utilidad Neta: presenta una disminución para el año 2019 en \$2.891 millones, respecto al año 2018 y para los años 2020 y 2021, se incrementa en \$18.285 millones y \$ 7.135 millones, frente al año 2019 y 2020 respectivamente, originado por un incremento en los ingresos operacionales en un 8,99% y 7,81%, si mismo un buen manejo de costos y gastos operacionales, por otra parte para el año 2022 la utilidad neta disminuye en \$3.899 millones, en comparación con el año 2021, dado por un mayor incremento de costos y gastos operacionales como también mayor valor registrado en las provisiones, depreciaciones y amortizaciones, influyendo directamente en la utilidad neta del ejercicio. (...).”*

Destacamos del informe, el futuro aumento de los ingresos por otros servicios, originado en el recaudo de la venta de energía, del proyecto de interconexión nacional para el sur-occidente del país: “(...) el proyecto de la zona pacífica de los departamentos de Cauca y Nariño, que se denominó COCANA a 115 kV, cuyo objetivo es interconectar 9 municipios: Guapi, Timbiquí, López de Micay, El Charco, La Tola, Bocas de Satinga, Iscuande, Mosquera y Francisco Pizarro; de conformidad con la demanda y la regulación vigente a la fecha. Es así que los ingresos por otros servicios convenios para los años 2019, 2020, 2021, 2022 y 2023 se proyecta un incremento en promedio del 69%. (...).”

El comportamiento de Flujo de Inversión, la E.S.P. espera mantenerlo en un promedio del 12%, durante los cinco años proyectados.

La relación pasivo patrimonio del año 2018, muestra que Cedenar, tiene una estructura de capital, en un 51% conformada por el patrimonio de los accionistas y un 49% por pasivos.

Se deduce del informe que, las obligaciones financieras proyectadas a largo plazo para el año 2019, aumentan considerablemente. Lo cual se justifica, por el crédito con Bancolombia S.A por \$16.000 millones, destinado a financiar la remodelación de redes eléctricas del departamento y la repotenciación de la Planta Julio Bravo del Municipio de Pasto. Para el mes de diciembre de 2018, se desembolsaron \$10.000 millones. Adicional, se debe, a los costos de financiación causados con Bancolombia S.A y Davivienda S.A, por los créditos adquiridos en la vigencia actual y anterior con estas dos entidades.

#### CAUSAL DE DISOLUCIÓN.

Del análisis del Flujo de Efectivo Proyectado, que se genera por la operación de la E.S.P., es positivo, para el periodo de las proyecciones financieras, por lo cual el AEGR, no evidencia dificultades de tipo financiero, para mantener la continuidad del negocio. Y, continúa afirmando que “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 2019–2022, suministradas por CEDENAR; muestran que la empresa conserva su viabilidad financiera para el periodo proyectado, la empresa es un negocio en marcha, sostenible en el largo plazo.*

*A nivel general, el comportamiento del Costo Unitario calculado con Res. CREG 119/07 reflejo una tendencia moderada al alza durante el año 2018, con una variación respecto al año anterior del 6.88%, mostrando su menor valor en el periodo facturado Enero/18 cuando registró 533.30 \$/kWh y su mayor valor en el periodo facturado Dic/18 cuando alcanzó 600.06 \$/kWh. (...).”*

#### **2.4.4. Análisis y Evaluación de Puntos Específicos**

Los temas evaluados por el auditor, respecto de la gestión de la E.S.P., se enfoca en las siguientes áreas:

*Área Financiera. Seguimiento a Indicadores.* para el período a 31 de diciembre de 2018, el seguimiento en el Balanced Scorecard (BSC)<sup>3</sup> o Cuadro de Mando Integral, a los indicadores contenidos en los objetivos estratégicos de las diferentes matrices del Plan Estratégico Corporativo (PEC), nos envía el auditor, la siguiente información: se realizó a un total de 183 indicadores, agrupados por zonas y seccionales, los cuales después de ser evaluados, alcanzaron un cumplimiento del 94.95% y su estado es excelente.

Los resultados financieros de Cedenar, presenta disminución para el indicador de Rentabilidad Del Patrimonio, para la vigencia 2018 fue de 2,72%, una disminución significativa con relación al año 2017, cuando fue de 8,65% en 2017, explicado por una disminución en las utilidades del ejercicio, debido a menores ingresos e incremento de los costos de operación.

Los indicadores, para la vigencia 2018, en comparación con el año 2017, son favorables, en lo que concierne a los aspectos financieros de: liquidez, solvencia y rentabilidad, lo que indica que la Empresa está en capacidad de cubrir sin contratiempos sus obligaciones de corto plazo. Cumple así la Hipótesis del Negocio en Marcha, NIA 570.

#### *Seguimiento Planes de Acción.*

Mencionan haber diseñado, veintiún (21) planes de acción tanto en desarrollo como finalizado en el PEC, para el segundo semestre del año 2018, evidencia la AEGR, que veinte (20) planes finalizaron sus tareas, para un cumplimiento del 100%, y un (1) plan alcanzo un desarrollo de 97 puntos de 100 planificados alcanzando un cumplimiento del 97%.

En resumen, el cumplimiento es calificado de excelente, en todas las áreas de la empresa como: Planeación y Sistemas, Control interno, Subgerencia Administrativa y Financiera, División Administrativa, Subgerencia Comercial, Subgerencia Distribución y Generación y Subgerencia Gestión Energética.

---

<sup>3</sup> Es una herramienta que permite enlazar estrategias y objetivos clave con desempeño y resultados a través de cuatro áreas críticas en cualquier empresa: desempeño financiero, conocimiento del cliente, procesos internos de negocio y aprendizaje y crecimiento.

### 3. ASPECTOS TÉCNICOS – OPERATIVOS

#### 3.1. Descripción de la Infraestructura.

La empresa Cedenar se encuentra registrada en el RUPS como el Operador de Red del Departamento de Nariño y también presta los servicios de comercialización y generación. Durante el año 2018 atendió a más de 430 mil usuarios en el Sistema Interconectado, distribuidos de la siguiente forma:

Gráfica No. 5. Distribución de Usuarios en Mercado de Comercialización Cedenar



Fuente: Cedenar S.A. ESP.

De la anterior grafica se puede apreciar que la mayor parte de sus usuarios se encuentran ubicados en la zona Centro y Sur; no obstante, el mercado de Cedenar tiene una componente rural importante que equivale al 69% de sus usuarios totales.

Así mismo, durante el año 2018 operó la siguiente infraestructura para la prestación del servicio de distribución de energía eléctrica en el departamento de Nariño:

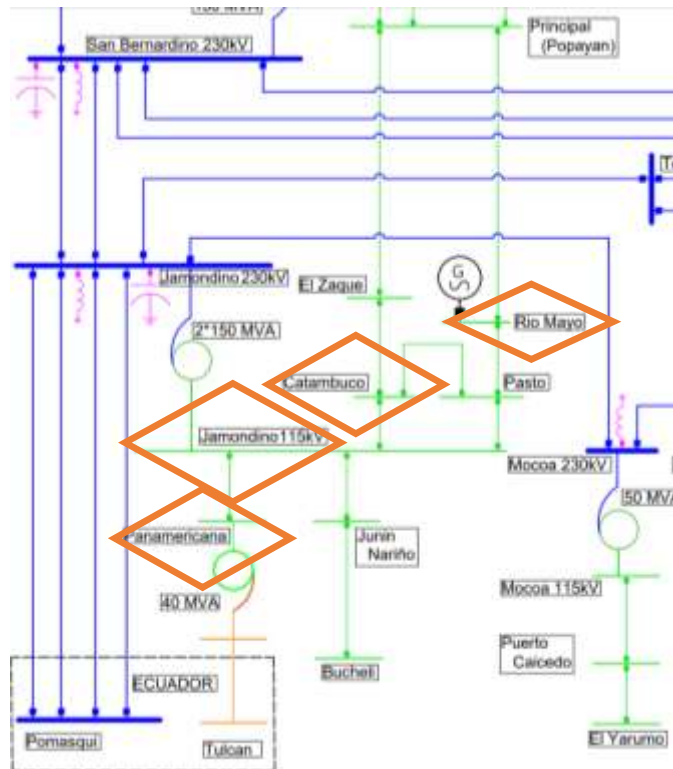
Tabla No. 8. Datos de infraestructura 2018

| DESCRIPCIÓN                                  | UNIDAD | TOTAL  |
|--|--------|--------|
| Número de Circuitos a 13.2 kV                | UN     | 82     |
| Número de Circuitos a 34.5 kV                | UN     | 24     |
| Número de Transformadores                    | UN     | 14.456 |
| Longitud de redes de Media Tensión a 34.5 kV | km     | 581    |
| Longitud de redes de Media Tensión a 13.2 kV | km     | 6.559  |
| Longitud de redes de BT                      | km     | 9.737  |
| Numero de Subestaciones Nivel de tensión 4   | UN     | 17     |
| Capacidad Subestaciones Nivel de Tensión 4   | MVA    | 420.75 |
| Numero de Subestaciones Nivel de tensión 3   | UN     | 48     |
| Capacidad Subestaciones Nivel de Tensión 4   | MVA    | 252.85 |

Fuente: Cedenar S.A. ESP.

Cabe destacar que su sistema eléctrico se encuentra interconectado en cuatro fronteras comerciales: por las subestaciones Rio Mayo y Catambuco con el Cauca a 115 kV, por la subestación Panamericana a 115 kV con Ecuador, y en la subestación Jamondino con el Sistema de Transmisión Nacional a 230 kV, como se puede apreciar en el siguiente diagrama unifilar:

Gráfica No. 6. Diagrama Unifilar SurOccidental



Fuente: X.M. S.A. ESP.

Por otra parte, conviene señalar que el prestador como agente generador produce cerca del 19% de la energía que se consume en su mercado de comercialización lo cual se considera una ventaja competitiva.

### 3.2. Mantenimientos

Se estima que la infraestructura eléctrica de una empresa de distribución puede tener una vida útil entre 20 y 50 años dependiendo de las condiciones ambientales en la que se encuentre instalada y la efectividad de los planes de mantenimiento. En este orden de ideas, se tiene que la infraestructura de Cedenar lleva una vida útil promedio como se muestra en la siguiente tabla.

Tabla No. 9. Edades promedios aproximadas de la red de CEDENAR

| ZONA      | EDAD PROMEDIO (AÑOS) |
|-----------|----------------------|
| CENTRO    | 39,3                 |
| SUR       | 36,5                 |
| PACIFICO  | 26,2                 |
| NORTE     | 38,5                 |
| OCCIDENTE | 29,3                 |

Fuente: CEDENAR S.A. ESP.

De la tabla anterior, se observa que la zona norte y centro tienen mayor edad, por lo cual para estos sectores las labores de mantenimiento cobran mayor importancia con el fin de alargar la vida útil de los activos y de sostener la calidad del servicio.

Por otra parte, cabe indicar que la coordinación de la operación del prestador se realiza a través de jefaturas por zona, donde cada jefatura cuenta con un equipo de trabajo distribuido de la siguiente manera:

*Tabla No. 10. Distribución de Cuadrillas CEDENAR*

| ZONA             | GRUPOS PROPIOS | GRUPOS CONTRATADOS |
|------------------|----------------|--------------------|
| <b>CENTRO</b>    | 5              | 3                  |
| <b>SUR</b>       | 3              | 3                  |
| <b>OCCIDENTE</b> | 1              | 3                  |
| <b>NORTE</b>     | 3              | 3                  |
| <b>PACIFICO</b>  | 2              | 2                  |
| <b>TOTAL</b>     | <b>14</b>      | <b>14</b>          |

Fuente: CEDENAR S.A. ESP.

Como se aprecia en la tabla anterior, la empresa cuenta con 28 cuadrillas para la realización de trabajos de mantenimiento preventivo y correctivo, donde hay una cuadrilla de trabajos de línea viva para la ciudad de Pasto y otra cuadrilla con las mismas condiciones para los demás municipios del departamento.

En cuanto al mantenimiento de las redes de distribución del SDL el prestador indica que para el año 2018 realizó 14 contrataciones por outsourcing para mantenimiento preventivo y correctivo por un valor total de \$10.667 millones de pesos, así mismo se firmaron 36 contratos para remodelación de infraestructura por valor de \$12.962 millones de pesos.

Ahora bien, para el mantenimiento de líneas y subestaciones se tiene que durante el periodo de evaluación se realizó mantenimiento preventivo y correctivo a las siguientes subestaciones de nivel 4: (i)Catambuco, (ii)Jamondino, (iii)Buchelly y (iv)Junín. Así como también se realizaron este tipo de actividades a las siguientes subestaciones nivel 3: (i)Pupiales, (ii)Tumaco, (iii)Cordoba, (iv)San José, (v)Rio Mayo, (vi)Policarpa, (vii)Imues, (viii)Nariño, (ix)Panamericana, (x)Barbacoas y (xi)La Unión. Por último, vale la pena mencionar que Cedenar realizó trabajos de optimización en la coordinación de protecciones en los relés de sus subestaciones para que las protecciones actúen de forma más precisa y aislen las fallas de tal forma que minimice la cantidad de usuarios afectados.

### **3.3. Sistema de Gestión de Distribución**

La resolución CREG 097 de 2008 definió una serie de requisitos de infraestructura tecnológica que los operadores de red deben cumplir para poder ingresar a su esquema de calidad, con el fin de incentivarlos a contar con una mejor supervisión y control de su infraestructura eléctrica para prestar el servicio con mejores niveles de calidad y continuidad. En el año 2011 Cedenar cumplió con los requisitos mencionados e ingresó al esquema de calidad y hace parte de las 22 empresas distribuidoras que han logrado conseguir este objetivo, por tal razón cuenta con un Sistema de Gestión de Distribución – DMS el cual está conformado por:

- Un Centro de Control Local.
- Un sistema SCADA para la adquisición de señales.
- Un sistema de Gestión de Eventos.
- Un sistema de Información Histórica.
- Un sistema de información Geográfico.
- Un sistema de información de Cuadrillas.

- Un sistema de reporte de eventos vía telefónica.

Desde el centro de control Cedenar opera y controla su Sistema de Distribución Local – SDL y el Sistema de Transmisión Regional – STR, donde a partir del mismo despacha las intervenciones en su red programadas como no programadas (consignaciones), realiza análisis de eventos y coordina la operación del STR con el Operador del Mercado (X.M. S.A. ESP.). El contact center por medio del cual los usuarios pueden reportar las interrupciones opera todos los días con disponibilidad 24/7.

Las comunicaciones entre los elementos telecontrolados de la red y el centro de control son realizadas por fibra óptica, GPRS y microondas. Así como también a través de su sistema de información geográfica – GIS el prestador cuenta con la ubicación de los circuitos, transformadores de distribución a los que están vinculados sus usuarios.



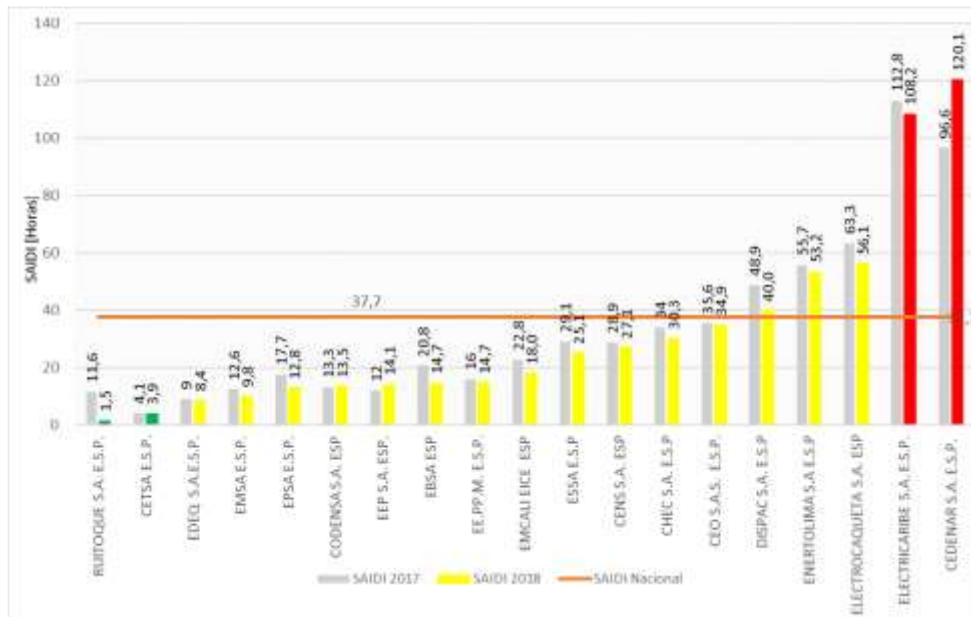
Centro Local de Control Cedenar  
Fuente: Cedenar S.A. ESP.

### 3.4. Continuidad del servicio

Cada año la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios publica el Diagnostico de la Calidad del Servicio de Energía Eléctrica en Colombia en donde a partir de la información reportada por los prestadores al Sistema Único de Información – SUI realiza análisis con indicadores de calidad del servicio. Para el diagnóstico del año 2018 se observa que Cedenar se encuentra con el indicador SAIDI más alto del país como se puede apreciar en la siguiente gráfica:



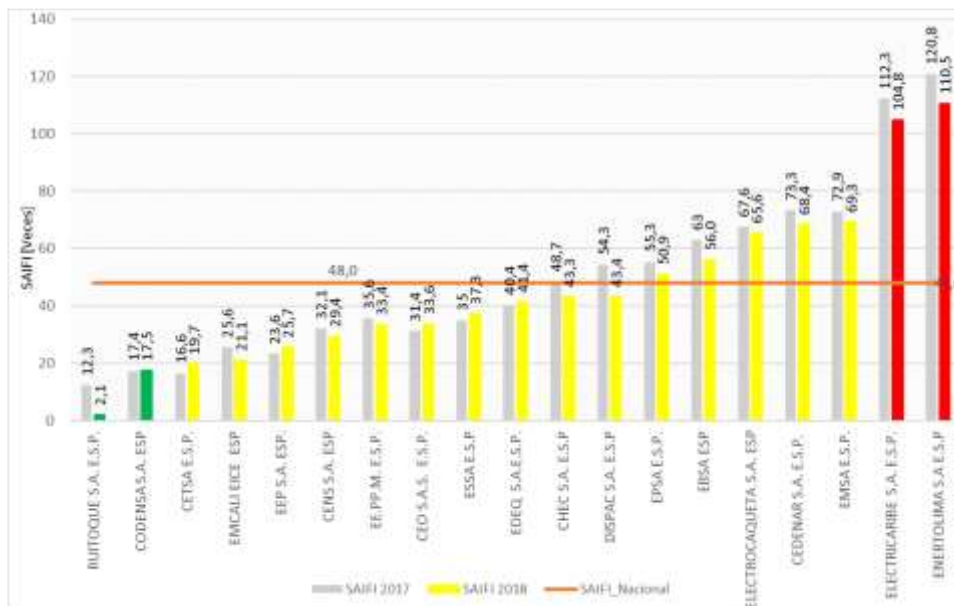
Gráfica No. 7. SAIDI por Operador Vs SAIDI Nacional año 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

Así mismo, para el indicador SAIFI se tiene que la empresa cuenta con cifras algo mejores para el año 2018 en comparación con el desempeño del año 2017 como se ilustra en la siguiente gráfica:

Gráfica No. 8. SAIFI por Operador Vs SAIFI Nacional año 2018



Fuente: SUI, cálculos: DTGE

Del mismo diagnostico se resalta que para los grupos de calidad tres y cuatro Cedonar presenta altos índices en cuanto a la duración de interrupciones especialmente para los municipios Magui, Roberto Payan, Barbacoas y Leiva ubicados en las zonas norte y pacifico del departamento, según informa el prestador estas poblaciones tienen en

común que se encuentran permeadas por situaciones de violencia e ilegalidad, lo cual dificulta la operación de la empresa para el restablecimiento del servicio.

Así como también, gran parte del sistema eléctrico de Cedenar es radial especialmente para la zona pacífico la que también presenta condiciones selváticas y largos recorridos en las líneas y circuitos, por tal razón para estos casos existe poco margen de maniobra para reducir el impacto de las interrupciones del servicio. Por tal razón, se evidenció que la empresa viene realizando inversiones para superar este tipo de condiciones como la puesta en operación de la subestación Jardinera y sus circuitos asociados en el año 2018, proyecto que constituyó un anillo en el sur y el occidente del departamento, e igualmente tiene proyectada otras inversiones en el plan de inversiones presentado en el expediente de solicitud para aprobación de ingresos donde se espera que las siguientes entren en operación en los próximos años:

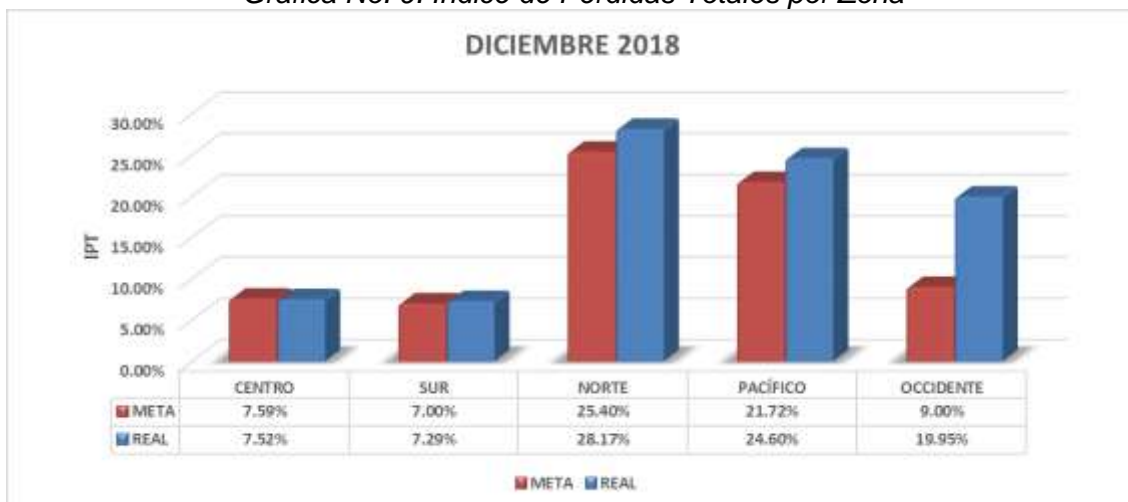
- La constitución de un anillo en 34,5 kV en la zona norte con la construcción de las líneas Rosa Florida – San Martín y San Lorenzo – San Martín.
- Construcción de una línea 115 kV entre la Subestación Jardinera y Panamericana, lo que cerraría un anillo a ese nivel de tensión.

Ahora bien, en cuanto a la mejora de las condiciones de prestación del servicio para la zona pacífico, Cedenar indicó y entregó evidencias de la propuesta de expansión de infraestructura con horizonte 2019 -2025 presentada a la Unidad de Planeación Minero Energética – UPME, la cual incluye 5 alternativas donde se evalúan desde la construcción de enlaces en 34,5 kV , enlaces a través de líneas de 115 kV, hasta la conexión a 230 kV en las barras ITCO frontera comercial con el Ecuador, con el fin de superar la radialidad, y mejorar los perfiles de tensión de la zona.

### **3.5. Pérdidas de Energía.**

La sostenibilidad de una empresa distribuidora/comercializadora como Cedenar depende en gran parte de sus ingresos, los cuales son regulados y provienen de la facturación del servicio a los usuarios, estos se pueden ver mermados por distintos factores entre los cuales se encuentran las pérdidas de energía que se entienden como el volumen de energía que entró al sistema eléctrico y no se pudo medir y facturar. Ahora bien, las pérdidas son generadas por dos factores: (i) las pérdidas técnicas y (ii) las pérdidas no técnicas, las primeras ocurren por la naturaleza del transporte de la energía, mientras que las segundas pueden ser ocasionadas, entre otras, por conexiones fraudulentas que derivan en consumos de energía no registrados. Así mismo, se tiene que las pérdidas por zona en el mercado de Cedenar para el año 2018 fueron las siguientes:

Gráfica No. 9. Índice de Pérdidas Totales por Zona



Fuente: CEDENAR

Como se aprecia en la gráfica anterior, las zonas con mayor índice de pérdidas son la zona Norte y la zona Pacífico, las cuales como ya se indicó, tienen en común problemáticas sociales de ilegalidad, violencia y orden público. De la misma manera, el índice de pérdidas de energía todo el sistema de Cedenar fue del 15,70% para el año 2018, un punto mayor que el índice registrado para el 2017. No obstante, al observar un panorama más amplio, se tiene que la empresa ha realizado un trabajo importante en cuanto a la recuperación de pérdidas de energía como se puede apreciar en la siguiente gráfica:

Gráfica No. 10. Comportamiento histórico del indicador de pérdidas de energía



Fuente: CEDENAR

#### 4. ASPECTOS COMERCIALES

Cedena para el año 2018, suscribió 9 contratos con objeto de obtener el suministro de energía y potencia para atender la demanda del Mercado Regulado y No Regulado, de los cuales 2 contratos corresponden a pague lo demandado, 2 contratos en prepago y 5 contratos en pospago.

Tabla No. 11. Contratos suscritos y modalidad - CEDENAR 2018

| Tipo de Mercado     | AÑO 2018                   | Total Energía MWh | % de Energía frente a la demanda Total | Clase de contrato  |
|---------------------|----------------------------|-------------------|--|--------------------|
| Mercado regulado    | TERMOTASAJERO 2018 MWh     | 80.885            | 11,14%                                 | Prepago            |
|                     | ECOMMERCIAL 2018 MWh       | 61.320            | 8,44%                                  | Pospago            |
|                     | NITRO ENERGY 2018 MWh      | 56.064            | 7,72%                                  | Prepago            |
|                     | ISAGEN 2018 MWh            | 69.000            | 9,50%                                  | pague lo demandado |
|                     | EPM 2018 MWh               | 8.920             | 1,23%                                  | Pospago            |
|                     | TERMOTASAJERO (2) 2018 MWh | 35.328            | 4,86%                                  | Pospago            |
|                     | CEDENAR 2018 MWh           | 172.192           | 23,71%                                 | Pospago            |
|                     | AES CHIVOR 2018 MWh        | 176.543           | 24,31%                                 | Pospago            |
| Mercado No regulado | RIOEN 2018 MWh             | 31.923            | 4,40%                                  | pague lo demandado |

Fuente: información suministrada por la ESP

Cedena para el año 2018, presentó un nivel de contratación que estuvo en promedio alrededor de 95,3% en contratos largo plazo y un 4,7% con exposición a bolsa.

Tabla No. 12. Resumen operaciones MEM

|   |         |
|---|---------|
| Total Contratos 2019 MWh                | 692.175 |
| <b>Demanda Comercial Total 2018 MWh</b> | 726.190 |
| % Cubrimiento                           | 95,32%  |
| Energía Faltante Requerida MWh          | 34.015  |
| % Exposición a Bolsa                    | 4,68%   |

Fuente: información suministrada por la ESP

Cedena para el año 2018, suscribió los 9 contratos con 7 Agentes Generadores, entre ellos se encuentran AES Chivor (24,31%), Cedena Generador (23,7%), Termotasajero (16%), Isagen (9,5%) y un 26,5% en varias empresas como Ecommercial, Nitro Energy, EPM y Rioen.

#### 4.1. Generalidades

La empresa Cedenar desarrolla las actividades de generación, distribución y comercialización de energía eléctrica en los 60 municipios del departamento de Nariño, pero esta zona cuenta con unas características que dificultan la gestión normal de cualquier ESP, como son: contar en su territorio con una zona de alto riesgo debido a la fuerte presencia de grupos armados ilegales, reconocidos centros de producción de drogas, elevados niveles de pobreza en especial en la región pacífico, así como altos índices de desempleo e informalidad laboral y la incidencia de un factor externo de alto impacto no solo en la región si no para el país, la migración Venezolana, estas situaciones generan dificultades de seguridad, de protección y garantías para el ejercicio y normal funcionamiento de la empresa.

Tabla No. 13. Estructura de Mercado 2018

| SECTOR            | USUARIOS | % PARTICIPACIÓN | CONSUMO MWh | % PARTICIPACIÓN |
|-------------------|----------|-----------------|-------------|-----------------|
| RESIDENCIAL       | 406.525  | 94,00%          | 390.499     | 67,62%          |
| COMERCIAL         | 19.717   | 4,56%           | 78.883      | 13,66%          |
| INDUSTRIAL        | 1.379    | 0,32%           | 27.471      | 4,76%           |
| OFICIAL           | 2.282    | 0,53%           | 20.694      | 3,58%           |
| PROVISIONAL       | 732      | 0,17%           | 4.547       | 0,79%           |
| ESPECIAL          | 1.664    | 0,38%           | 10.069      | 1,74%           |
| ALUMBRADO PUBLICO | 126      | 0,03%           | 36.994      | 6,41%           |
| AUTOCONSUMO       | 65       | 0,02%           | 8.342       | 1,44%           |
|                   | 432.490  | 100%            | 577.499     | 100%            |

Fuente: información suministrada por la ESP

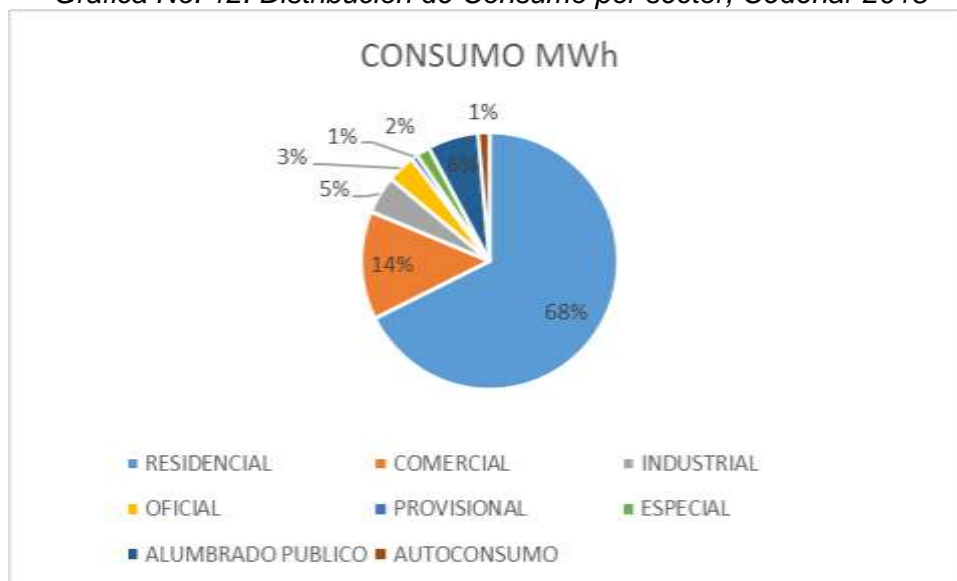
Si bien el mercado atendido en su mayoría corresponde al sector residencial, el cual representa el 94% del total de usuarios y los demás sectores participan con el restante 6% (Comercial, Industrial y Oficial), la situación se modifica al analizar el consumo de estos, el residencial pasa a ser el 67,6%, el comercial con el 13,66%, Alumbrado Público con el 6,4% y los demás con algo más del 12%. Esta situación que, si bien es representativa en cuanto a la participación del sector residencial en cuanto a número de usuarios, se reduce al compararla con los consumos, ya que muestra una proporción menor de déficit que supone un mercado en su mayoría residencial.

Gráfica No. 11. Distribución de sectores atendidos por Cedenar 2018



Fuente: información suministrada por la ESP

Gráfica No. 12. Distribución de Consumo por sector, Cedenar 2018



Fuente: información suministrada por la ESP

#### 4.2. Código de Medida.

La empresa Cedenar, ha realizado las acciones necesarias para mantener la adecuación y normalización de las 22 fronteras comerciales con reporte al ASIC atendiendo los requerimientos establecidos en el código de medida, las actividades desarrolladas se detallan a continuación:

- Cambio de equipos de medida (Medidores, transformadores de tensión, transformadores de corriente), en los casos donde fuese necesario.
- Ejecución de pruebas de rutina en transformadores de medida.
- Calibración de medidores.
- Instalación de equipos de medida de respaldo.
- Instalación de nuevos sistemas de comunicación.

#### 4.3. Reporte de fallas

Tabla No. 14. Reporte de fallas CEDENAR 2018

| COMPONENTE         | MEDIDOR PRINCIPAL | MEDIDOR RESPALDO | TRANSFORMADORES DE TENSION | TRANSFORMADORES DE CORRIENTE | SISTEMA DE COMUNICACION | BLOQUE DE BORNERAS DE PRUEBA | CABLEADO | TOTAL |
|--------------------|-------------------|------------------|----------------------------|------------------------------|-------------------------|------------------------------|----------|-------|
| Hurtos             | 0                 | 0                | 0                          | 0                            | 0                       | 0                            | 0        | 0     |
| Vandalismo         | 0                 | 0                | 0                          | 0                            | 0                       | 0                            | 0        | 0     |
| Fallas Metrológica | 0                 | 0                | 0                          | 0                            |                         |                              |          | 0     |
| Quemado            | 0                 | 0                | 0                          | 0                            | 0                       | 0                            | 0        | 0     |
| Roto               | 0                 | 0                | 0                          | 0                            | 0                       | 0                            | 0        | 0     |
| Abierto            | 0                 | 0                | 0                          | 0                            | 0                       | 0                            | 0        | 0     |
| Otro tipo de falla | 0                 | 0                | 0                          | 0                            | 163                     | 0                            | 0        | 163   |
| Subtotal -->       | 0                 | 0                | 0                          | 0                            | 163                     | 0                            | 0        | 163   |
| % Por elemento     | 0                 | 0                | 0                          | 0                            | 100                     | 0                            | 0        |       |

Fuente: reporte de fallas ASIC - 2018

Según el reporte de XM las fallas corresponden u obedecen al no envío de lecturas a causa de problemas de conexión y por problemas en la red de datos en zonas de difícil acceso, para este tipo fueron 162, por otra parte, existe 1 caso por Sistema de Transmisión de Datos a otro componente, por dificultades de envío de información al ASIC. Este tipo de falla esta correlacionado al no envío de lectura y problemas en el sistema de comunicación.

Las fallas en resumen corresponden a interrupciones del canal de comunicaciones causada por la intermitencia en el servicio de telefonía celular del operador; a bloqueo de módem por alto tráfico de datos; a caída de canal VPN y bloqueo del canal de comunicaciones con el software de reporte.

- **Verificaciones quinquenales**

La empresa atendió las visitas para las verificaciones quinquenales en cumplimiento de lo establecido en la Resolución CREG 038.

Durante el periodo del año 2018 se realizaron las verificaciones en los equipos de medida a 22 fronteras a cargo de Cedenar, de estas verificaciones dio como resultado que 18 fronteras cumplen la verificación quinquenal en el concepto definitivo que a estas se les da.

Como concepto definitivo de estas verificaciones quinquenales, 5 fronteras obtuvieron como resultado que no cumplen el código de medida expedido en la CREG 038 de 2014.

- **Fronteras con segunda verificación**

Se da una breve descripción de las acciones realizadas a cada una de estas fronteras, del porque se dio un concepto negativo en su primera verificación y de las que acciones tomadas por la empresa para dar cumplimiento en los equipos de medida de cada frontera y el resultado de cumplimiento obtenido en la segunda verificación.

- Frt29361: las pruebas de rutina realizadas a esta frontera no tenían la información acerca de la prueba de cargabilidad de burden para los transformadores de medida instalados, la empresa realizó nuevamente las pruebas rutina en esta frontera adicionando la información solicitada en la primera verificación.
- Frt07662: se envió el medidor a laboratorio para su calibración y así actualizar el certificado de calibración de esta frontera. Se rectificaron los cálculos de burden teniendo en cuenta la carga del medidor según su hoja técnica y la longitud del cableado, dando así los parámetros dentro del rango establecido por el CNO.
- Frt22165: los medidores principal y respaldo NO CUMPLEN con los tiempos del plan de mantenimiento de calibración, el cual es cada 2 años para las fronteras tipo 1, Se realizó calibración del medidor y pruebas de rutina en sitio, dando resultados conformes del equipo de medida.
- Frt11168: se instaló medidor de respaldo con serie 0283572 Elster A1800, además se anexa certificados de calibración y conformidad del producto al día.
- Frt28516: se rectificaron los cálculos de burden teniendo en cuenta la carga del medidor según su hoja técnica y la longitud del cableado, dando así los parámetros dentro del rango establecido por el CNO.



#### 4.4. Cartera

La cartera de energía de Cedenar comparando los periodos de diciembre de 2017 y diciembre de 2018 tomando como base la información del sistema comercial, al 31 de diciembre de 2018 el saldo de las cuentas por cobrar por concepto de energía de Cedenar ascendió a \$68.926 millones, presentando una variación de \$2.139 millones respecto al mismo periodo de la vigencia anterior, aumento que equivale a un 3,1%.

*Tabla No. 15. Valor cartera Cedenar a 2018*

| Tipo de Uso       | Valor Cartera (Millones \$) | % Part.        |
|-------------------|-----------------------------|----------------|
| Residencial 1     | 42.472                      | 61,62%         |
| Residencial 2     | 2.481                       | 3,60%          |
| Residencial 3     | 448                         | 0,65%          |
| Residencial 4     | 58                          | 0,08%          |
| Residencial 5     | 39                          | 0,06%          |
| Residencial 6     | 0                           | 0,00%          |
| Subnormal         | 1.035                       | 1,50%          |
| Alumbrado Publico | 1.854                       | 2,69%          |
| Acuamira          | 7.851                       | 11,39%         |
| Comercial         | 2.720                       | 3,95%          |
| Especial          | 524                         | 0,76%          |
| Industrial        | 4.536                       | 6,58%          |
| Oficial           | 4.812                       | 6,98%          |
| Provisional       | 96                          | 0,14%          |
| <b>Total</b>      | <b>68.926</b>               | <b>100,00%</b> |

Fuente: información suministrada por la ESP

Por sectores, el residencial estrato 1 con más de \$42.000 millones es decir el 61,6% del total de la cartera vencida, no siendo significativa la cartera vencida de los demás estratos residenciales, le siguen en participación Acuamira, El oficial y el Industrial, con \$7.851 millones, 4.812 millones y 4.536 millones, respectivamente.

*Tabla No. 16. Evolución cartera CEDENAR 2017 – 2018*

| AÑO  | Facturación Total Millones (\$) | Recaudado Total Millones (\$) | % Recaudo |
|------|---------------------------------|-------------------------------|-----------|
| 2017 | 232.112                         | 221.423                       | 95,4%     |
| 2018 | 234.278                         | 225.355                       | 96,2%     |

Fuente: información suministrada por la ESP

En el año 2018 la empresa obtuvo excelentes resultados en el recaudo, los cuales se lograron gracias a la continuidad de las siguientes estrategias: facturación en sitio, ampliación de puntos de recaudo y tecnificación de los mismos, fomento de planes de financiación a usuarios morosos, sus pensión del servicio, gestión personalizada de cobro de cartera, brigadas para atención a usuarios en barrios y poblaciones, cobro jurídico, depuración de cartera, corte del servicio y socialización, reporte a la central de riesgo TRANSUNION (antes CIFIN) y cruces de cuentas con los diferentes municipios permitiendo mantener la prioridad del pago del servicio de energía.

#### 4.5. Atención al Usuario

- **ATENCIÓN DE PQRs**

Durante el año 2018 se atendió un total de 125.704 PQRs distribuidas en las cinco zonas que tiene cobertura la Empresa, en las diferentes modalidades: verbales, escritas, a través de la línea telefónica 115 y página Web; logrando con ello prestar un servicio más eficiente y generar mayor satisfacción de sus usuarios.

Tabla No. 17. PQRs recibidas por CEDENAR – 2018

| PERIODO          | PQR VERBALES  | PQR ESCRITAS | PQR PAGINA WEB |
|------------------|---------------|--------------|----------------|
| Enero            | 2.173         | 162          | 2.335          |
| Febrero          | 2.404         | 234          | 2.638          |
| Marzo            | 2.118         | 220          | 2.338          |
| Abril            | 3.011         | 252          | 3.263          |
| Mayo             | 3.243         | 255          | 3.498          |
| Junio            | 2.294         | 248          | 2.542          |
| Julio            | 2.258         | 279          | 2.537          |
| Agosto           | 2.426         | 267          | 2.693          |
| Septiembre       | 2.416         | 280          | 2.696          |
| Octubre          | 2.543         | 297          | 2.840          |
| Noviembre        | 2.294         | 279          | 2.573          |
| Diciembre        | 1.791         | 154          | 1.945          |
| <b>Total Año</b> | <b>28.971</b> | <b>2.927</b> | <b>31.898</b>  |

Fuente: información suministrada por la ESP

##### 4.5.1. Estrategias Para Mejorar la Atención al Usuario

- **Atención y asignación de turnos:**

Se realizó la actualización del software Digiturno 5 que permite la asignación de turnos a través del sistema, con la jerarquización de los niveles de atención de los servicios y sub-servicios obtenidos del sistema, se puede obtener mejores resultados estadísticos en cuanto a la cantidad y las causas del reclamo por las que más se atienden con lo cual se pueden tomar medidas correctivas y mejorar la calidad del servicio.

Adicional el sistema permite adicionar turnos sin necesidad de que el usuario tome otro turno y realizar los reclamos que él desee tramitar, los asesores igualmente pueden tomar turnos manualmente para así descongestionar la sala, puede escoger el sub-servicio el cual va a ser atendido el cliente, todo esto puede ser evidenciado, para que posteriormente se realice un análisis y estudio de los datos estadísticos obtenidos, siempre mejorando la calidad en la prestación del servicio al cliente.

- **Cobertura Brigadas “CEDENAR EN TU HOGAR”**

El objetivo de las brigadas de atención a usuarios es descentralizar la atención a los usuarios en las zonas y seccionales logrando un contacto directo con los usuarios, para la solución de las peticiones, quejas y recursos.

Las brigadas de atención al usuario son espacios de diálogo abierto a los diferentes grupos de interés que se realizan mediante visitas de los profesionales de las Oficinas de zona y seccionales a los diferentes sectores de los municipios, veredas y corregimientos donde Cedenar opera.

- **Capacitación y Socialización:**

La empresa a través de un grupo de profesionales se desplaza hacia los diferentes barrios y comunas de la ciudad de Pasto con el fin de capacitar y socializar sobre diferentes temas relacionados con los conceptos y criterios de la factura, recomendaciones del uso racional de energía eléctrica, como también los aspectos relacionados con la facturación. Con lo anterior la empresa pretende disminuir la cantidad de peticiones y solicitudes por cuanto el usuario ya tiene conceptos claros sobre sus consumos y las recomendaciones sobre el ahorro de energía, como también las sanciones en las que pueden incurrir por la defraudación de fluido eléctrico.

- **Atención de PQR'S en la página Web:**

Cedenar ha diseñado una herramienta que facilita el acceso para radicar PQR'S vía web, de fácil presentación y acceso a la plataforma del sistema desde la comodidad de la casa, oficina entre otras. Con el pasar del tiempo la Empresa mediante personal capacitado ha realizado varias actualizaciones para así lograr una mejor navegación y seguir aplicando la política de prestar un servicio práctico y oportuno.

#### 4.6. Recuperación de Energía.

Las acciones realizadas por Cedenar encaminadas a la reducción de las perdidas en la actividad de distribución se indican en el plan operativo diseñado para tal fin, entre las que se destacan la revisión de 67 mil instalaciones a usuarios y la instalación de más 10 mil medidores a usuarios nuevos.

Gráfica No. 13. CEDENAR Índice de pérdidas - 2018



Fuente: información suministrada por la ESP

En la gráfica anterior se observa el comportamiento del índice de pérdidas totales para lo corrido del año 2018, quedando al mes diciembre en el 15,70% observándose un descenso hasta el mes de junio y un incremento en el periodo julio-octubre, explicado por la culminación del efecto de energía facturada en el programa de facturación en sitio de 13.634 MWh (durante el periodo julio-octubre de 2017); en los últimos dos meses del año se recupera la tendencia decreciente. Al cierre del mes de diciembre de 2018, el Indicador de Pérdidas Totales comparado con diciembre de 2017 es mayor en 1,11 puntos porcentuales, frente a la senda es mayor en 1,12 puntos porcentuales y con respecto al mes anterior es menor en 0,10 puntos porcentuales.

En cuanto a frentes de trabajo las acciones que más produjeron resultados están:

- Incorporación de usuarios nuevos, se registraron 14.725 nuevos suscriptores a nivel departamental acorde al procedimiento establecido, correspondiendo el 30% con 4.431 nuevos usuarios, siendo la Zona más representativa a nivel departamental, seguido por la Zona Pacífico con el 19% equivalente a 2.867 nuevos usuarios.
- Durante el año 2018 se gestionaron 4.043 procesos administrativos de recuperación de energía dejada de facturar a los usuarios que se les detectó una anomalía con ocasión de la prestación del servicio; el valor facturado por dichas actuaciones administrativas asciende a \$1.083 millones, cifra equivalente en energía a 1.942 MWh/año.
- Revisiones Integrales, mediante este programa se adelanta la revisión integral (equipo de medida, acometida, instalaciones de sellos, censo de carga, verificación de lecturas) de equipos de medida e instalación eléctrica del usuario, con el fin de llevar a cabo un adecuado control de consumos y así evitar que incurran en conductas irregulares, atendándose de esta forma un total de 72.093 revisiones en el año. Se visitaron y legalizaron las construcciones de edificios de apartamentos y usuarios que hacen uso del servicio de energía en forma ilegal, lográndose facturar 2.406 MWh durante el año.
- El Programa de Socialización del Plan de Pérdidas tiene como objetivo brindar información a los usuarios sobre el uso racional y legal del servicio de energía eléctrica, propiciando un cambio de cultura en sus hábitos y conductas que generen una disminución del indicador de pérdidas, mejorar la imagen institución.

En el año 2018 se socializaron a 107.749 usuarios, a través de las diferentes estrategias con el propósito de crear cultura en el uso racional de la energía eléctrica y prácticas adecuadas frente al servicio que aporte a la disminución de las pérdidas de energía eléctrica, resaltándose los siguientes proyectos:

- Plan de difusión sobre el uso racional de la energía eléctrica.
  - Proyecto educación para un futuro sostenible.
  - Programa de la mano con la comunidad.
  - Gestores sociales.
- El Cambio de Medidores, es otra de las estrategias diseñadas para el control de las pérdidas de energía, durante el 2018 la empresa cambio 6.528 medidores

#### 4.7. Comercialización interconexión municipios Cauca y Nariño

En relación con los municipios interconectados, para la comercialización de energía el Ministerio de Minas y Energía y Cedenar suscribieron el Contrato Especial 680-2017 y específicamente en la cláusula sexta, numeral 13 se establece que Cedenar sustituirá en caso de requerirse a las actuales empresas que comercializan el servicio de energía eléctrica en los municipios beneficiados con la Interconexión.

5 de las empresas comercializadoras de localidades pertenecientes a la Línea de Interconexión Cauca-Nariño (López de Micay en el departamento del Cauca, y Francisco Pizarro, Mosquera, La Tola, y Santa Bárbara de Iscuandé en el departamento de Nariño) manifestaron al Ministerio de Minas y Energía que no están en capacidad de cumplir con las responsabilidades que exige la regulación vigente para operar en el SIN.

Con respecto a las 4 empresas comercializadoras restantes que decidieron continuar con el proceso, correspondientes a los municipios de Olaya herrera, El Charco, Guapi y Timbiquí, Cedenar está realizando el acompañamiento para que las mismas puedan acreditarse como comercializadores oficiales ante XM S.A. E.S.P. siguiendo los lineamientos establecidos por dicha entidad.

- **Usuarios por municipio**

A partir de los resultados de proceso de levantamiento de información en cada localidad, los usuarios finales que a la fecha se encuentran energizados son:

Tabla No. 18. Usuarios finales energizados

| <b>Departamento</b> | <b>Localidad</b>         | <b>Conectados a la red</b> |
|---------------------|--------------------------|----------------------------|
| <b>NARIÑO</b>       | <i>Francisco Pizarro</i> | 1394                       |
|                     | <i>Mosquera</i>          | 844                        |
|                     | <i>La Tola</i>           | 1104                       |
|                     | <i>Iscuandé</i>          | 1126                       |
|                     | <i>Olaya Herrera</i>     | 3768                       |
|                     | <i>El Charco</i>         | 2438                       |
| <b>CAUCA</b>        | <i>López de Micay</i>    | 1027                       |
|                     | <i>Timbiquí</i>          | 2664                       |
|                     | <i>Guapi</i>             | 3600                       |
| <b>TOTAL</b>        |                          | <b>17965</b>               |

\* En el municipio de Guapi no se logró realizar el levantamiento, por lo cual se toma el dato que se tiene en el registro del proyecto.

Fuente: información suministrada por la ESP

Actualmente Cedenar no ha realizado las actividades de comercialización y distribución de energía, sin embargo, es importante mencionar que en cumplimiento del contrato 680-2017 la empresa realizó las actividades de identificación, marcación y registro de usuarios e infraestructura eléctrica, como también el cargue de esta información (8 localidades) al sistema SPARD.

- **Estrategia Comercial**

La empresa informa que ajustará los procesos internos, destinará recursos humanos y técnicos para garantizar la efectiva prestación del servicio en las cabeceras

municipales en donde las empresas locales no estuvieren en capacidad de cumplir con las responsabilidades que exige la regulación vigente para operar en el SIN.

Con el fin de garantizar la distribución y comercialización de energía eléctrica en los municipios de López de Micay en el departamento del Cauca, y Francisco Pizarro, Mosquera, La Tola, y Santa Bárbara de Iscuandé en el departamento de Nariño, Cedenar designará una empresa encargada de la facturación y recaudo mensual a cada uno de los usuarios pertenecientes a estas zonas, instalando para ello un punto de atención en cada cabecera municipal; y destinará un grupo de técnicos para el mantenimiento de la red local y atención de eventos o contingencias que se llegaren a presentar, con el fin de garantizar un servicio de calidad en el suministro de energía eléctrica.

#### 4.8. Conexión Generación distribuida, Resolución CREG 030 de 2018

La empresa de acuerdo con la norma citada, presenta en el Informe anual de gestión 2018, la relación de los autogeneradores y generadores distribuidos conectados al sistema de Cedenar, durante la mencionada vigencia, en los siguientes términos:

Tabla No. 19. Cantidad total de solicitudes de conexión

| CANTIDADES TOTALES |    |
|--------------------|----|
| RECIBIDAS          | 11 |
| APROBADAS          | 8  |
| RECHAZADAS         | 2  |
| EN ANÁLISIS        | 0  |
| CONECTADOS         | 1  |

Fuente: información suministrada por la ESP

Ahora bien, en desarrollo de las funciones de vigilancia, inspección y control establecidas por la Ley 142 de 1994, la Superintendencia Delegada para Energía y Gas, adelantó una estrategia especial de vigilancia al cumplimiento de la Resolución CREG 030 de 2018 por parte de los diferentes operadores de red del sistema interconectado nacional, la cual se ha desarrollado en diferentes etapas desde la misma promulgación de tal resolución. En esa medida, y teniendo en cuenta lo definido en el Capítulo III de la Resolución CREG 080 de 2019 “*Comportamientos que propenden por la transparencia del mercado*” se encontró que, para finales del año 2018, la SSPD realizó las siguientes observaciones con el fin de facilitar el acceso y comprensión de las herramientas y aplicativos que la empresa ofrece:

- Si bien la Empresa contaba con la información georreferenciada de los transformadores en mapas, esta solo abría a través de uno de los tantos navegadores disponibles en internet.
- El formulario para solicitud de conexión solo es visible a través de un navegador de internet, diferente al que se menciona en el punto anterior. Adicionalmente, se publicó incompleto, ya que no muestra el mapa y por ende no deja seleccionar el transformador al que se desea conectar.
- Es importante que se cuente con un instructivo de uso, donde se enseñe a los potenciales interesados, cuales son los requisitos que requiere para lograr la conexión de un usuario.
- Si bien se pudo constatar que se cuenta con una cartilla acerca de la Resolución CREG 030 de 2018, consideramos que se requiere que la cartilla cuente con una

redacción pedagógica con el fin de hacerla entendible a todo público y evitar que se presenten confusiones o errores.

En conclusión, se encontró que para la vigencia 2018, si bien Cedenar realizó grandes esfuerzos para dar cumplimiento a lo establecido en la mencionada resolución, se sugiere realizar algunos ajustes con el fin de facilitar el acceso y entendimiento del público en general.

#### 4.9. Tarifas

Teniendo en cuenta que Cedenar atiende usuarios regulados y no regulados, en el presente informe se analizarán independientemente las tarifas de la empresa para estos dos tipos de usuarios.

##### 4.9.1. Tarifas Reguladas

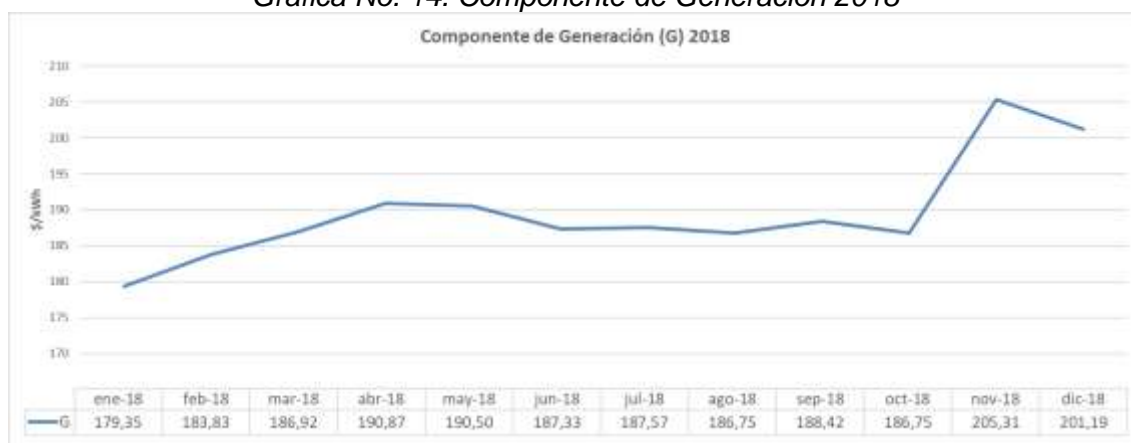
Se analizará inicialmente cada uno de los componentes del Costo Unitario de Prestación del Servicio y luego el comportamiento de la tarifa durante el año 2018. La información utilizada para este análisis corresponde a las publicaciones de tarifas realizadas por la empresa en el Diario del Sur en cumplimiento al artículo 18 de la Resolución CREG 119 de 2007 y que son remitidas mensualmente a la SSPD.

#### Componente de Generación (G)

Este componente se calcula con base en la metodología establecida en la Resolución CREG 119 de 2007 y permite trasladar vía tarifa a los usuarios los costos de compra de energía del comercializador bien sea vía contratos bilaterales o bolsa.

El componente de Generación de la empresa para el año 2018 inició con un valor de 179,35 \$/kWh alcanzando un pico de 205,31 \$/kWh en noviembre de 2018 y finalizando en 201,19 \$/kWh. El promedio del componente para el año 2018 fue de 189,57 \$/kWh.

Gráfica No. 14. Componente de Generación 2018



Fuente: Información publicada por CEDENAR

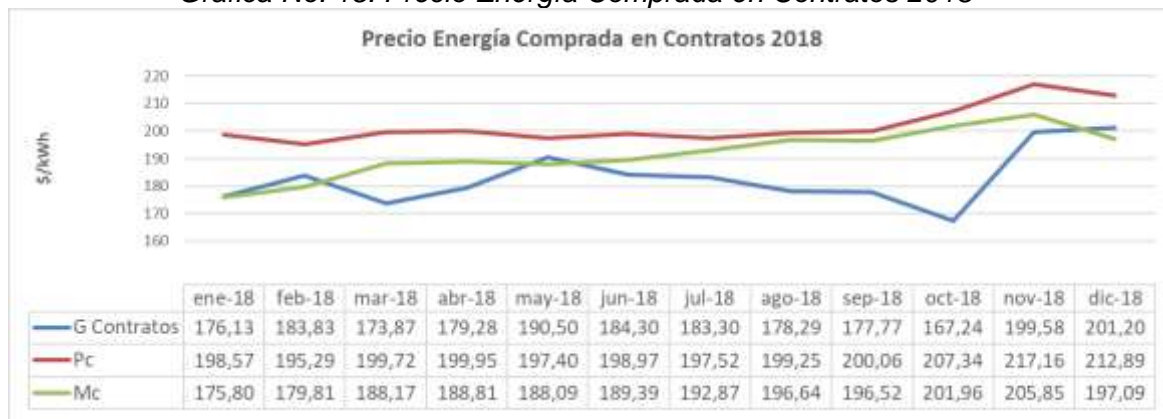
Lo sucedido en noviembre de 2018 fue debido a una disminución del porcentaje de exposición en bolsa del comercializador y un incremento en el precio de compra de energía en contratos, lo que, de acuerdo con la fórmula, transfiere una mayor proporción del precio de compra en contratos. En los meses de febrero, mayo y



diciembre de 2018 la exposición en bolsa fue igual a cero por lo que se transfiere una combinación del Pc y el Mc lo cual se podrá visualizar en una gráfica posterior.

En la Gráfica No. 15, se muestra el costo promedio ponderado por energía de todos los contratos bilaterales liquidados con destino al mercado regulado (Mc) liquidado por XM S.A. E.S.P. en su calidad de ASIC; el Pc y el valor parcial del componente de Generación (G Contratos) proveniente de la parte de la fórmula del G que transfiere las compras vía contratos a la tarifa. No se tiene en cuenta en este análisis el Precio promedio de compras en bolsa (Pb) ya que, de acuerdo a la metodología tarifaria, las compras en bolsa se transfieren en su totalidad a la demanda.

Gráfica No. 15. Precio Energía Comprada en Contratos 2018



Fuente: elaboración DTGE

En la gráfica anterior se puede observar que el **Pc** de la empresa durante el año 2018 estuvo por encima del **Mc**, y aplicando la metodología para el cálculo del componente se obtiene un **G contratos** menor al **Pc** por lo que no se transfiere la totalidad del precio pagado por concepto de compra de energía en contratos.

### Componente de Transmisión (T)

El componente de Transmisión es liquidado y publicado por XM S.A. E.S.P. en calidad de LAC de acuerdo a la Resolución CREG 011 de 2009 y las empresas comercializadoras cobran a sus usuarios dicho valor.

En la Gráfica No. 16 se muestran los valores del componente de Transmisión cobrado por la empresa a sus usuarios durante el año 2018. El componente reconoce a los transmisores nacionales el valor de las inversiones realizadas mediante un ingreso regulado establecido por la CREG a través de resolución particular. Cabe aclarar que todos los comercializadores de energía eléctrica del país cobran mensualmente vía tarifa un único valor del componente. Cedenar no posee activos de transmisión.

Gráfica No. 16. Componente de Transmisión 2018



Fuente: Información publicada por CEDENAR

### Componente de Pérdidas (P)

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

En promedio, el componente de Pérdidas se compone de un 85% proveniente de la Generación y un 15% por el componente de Transmisión; razón por la cual la curva mostrada en la Gráfica No. 17 tiene un comportamiento similar al del componente de Generación. Por lo anterior, un incremento en el componente de Generación impacta directamente este componente incrementándolo.

Gráfica No. 17. Componente de Pérdidas 2018



Fuente: Información publicada por CEDENAR

### Componente de Distribución (D)

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.

Así, el Ministerio de Minas y Energía mediante las Resoluciones 182306 del 16 de diciembre de 2009, 181347 del 27 de julio de 2010, 180696 del 4 de mayo de 2011 y 180574 del 17 de abril de 2012, determinó las Áreas de Distribución conformadas por las siguientes empresas:

#### **ADD Oriente (Res. 182306 de 2009)**

#### **ADD Occidente (Res. 181347 de 2010)**

- Empresa Municipal de Energía Eléctrica S.A. E.S.P.
- Empresa de Energía del Pacífico S.A. E.S.P.
- Compañía de Electricidad de Tuluá S.A. E.S.P.
- Empresas Municipales de Cartago S.A. E.S.P.
- Empresas Municipales de Cali EICE
- Centrales Eléctricas del Cauca S.A. E.S.P.
- **Centrales Eléctricas de Nariño S.A. E.S.P.**

#### **ADD Sur (Res. 180696 de 2011)**

#### **ADD Centro (Res. 180574 de 2012)**

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.

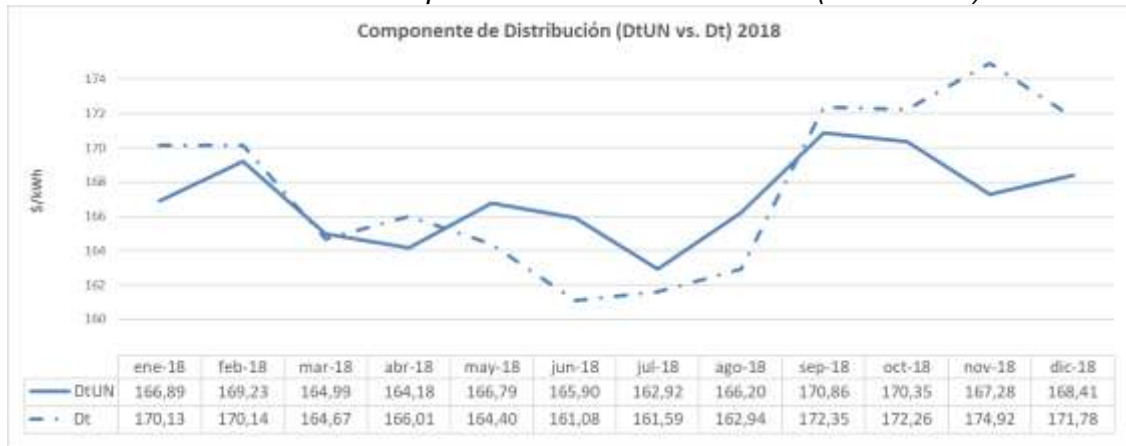
En resumen, los OR dentro de un mismo ADD cobran a sus usuarios un valor único de distribución por nivel de tensión, pero el LAC internamente liquida el valor de los ingresos reales de cada OR por lo que dicho dinero se redistribuye y al final del ejercicio cada uno recibe lo que le corresponde.

A la fecha, mientras entra en aplicación la Resolución CREG 015 de 2018, el valor de este componente por nivel de tensión se calcula mediante la Resolución CREG 097 de 2008. Si la empresa pertenece a un área de distribución (ADD), debe reportar el resultado de los cargos obtenidos mediante la Resolución 097 de 2008 a XM S.A. E.S.P. para que calcule un valor unificado (DtUN) que será el cobrado a los usuarios vía tarifa.

Cedonar operador de red pertenece al ADD Occidente por lo que debe aplicar a sus usuarios el DtUN publicado por XM S.A. E.S.P. por nivel de tensión para dicha área. De acuerdo con la Gráfica No. 18, durante 2018 este componente se ubicó entre los 162,92 \$/kWh y los 170,86 \$/kWh. Los cargos de Distribución de una empresa varían mensualmente de acuerdo al índice de precios al productor.

A continuación, se muestra una comparación entre el cargo de distribución del nivel de tensión 1 de Cedonar y el DtUN liquidado para el ADD Occidente. (Ver Gráfica No. 18)

Gráfica No. 18. Componente de Distribución 2018 (DtUN vs Dt)



Fuente: Información publicada por CEDENAR y XM

De acuerdo con la gráfica anterior, durante el 2018, Cedenar trasladó a sus usuarios vía tarifa un valor cercano al DtUN en este componente por pertenecer al ADD Occidente impactando directamente el valor final del CU y la tarifa. En los casos donde la empresa debe cobrar un mayor valor a sus usuarios en este componente, internamente la diferencia percibida entre el DtUN y su Dt, es devuelta a los Operadores de Red deficitarios en el ADD.

### Componente de Comercialización (C)

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

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

↓

23%

↓

2%

↓

75%

De acuerdo a la Gráfica No. 19, durante el año 2018 el componente se mantuvo entre los 106,01 \$/kWh y 116,33 \$/kWh, el primero se presentó en el mes de enero y el segundo en el mes de diciembre. Los picos en el comportamiento del componente se pueden deber a varios factores: i) reconocimiento de garantías financieras que cubren las transacciones en el MEM, ii) a una disminución en las ventas reguladas utilizadas en el cálculo del componente CvR, ya que, al ser menores, la proporción de costos trasladadas al usuario aumenta y iii) una variación en el CU afecta directamente el cálculo del **C\*** por lo que los incrementos ocasionados por los componentes de Generación o Restricciones puede influir en estos crecimientos.

Gráfica No. 19. Componente de Comercialización 2018



Fuente: Información publicada por CEDENAR

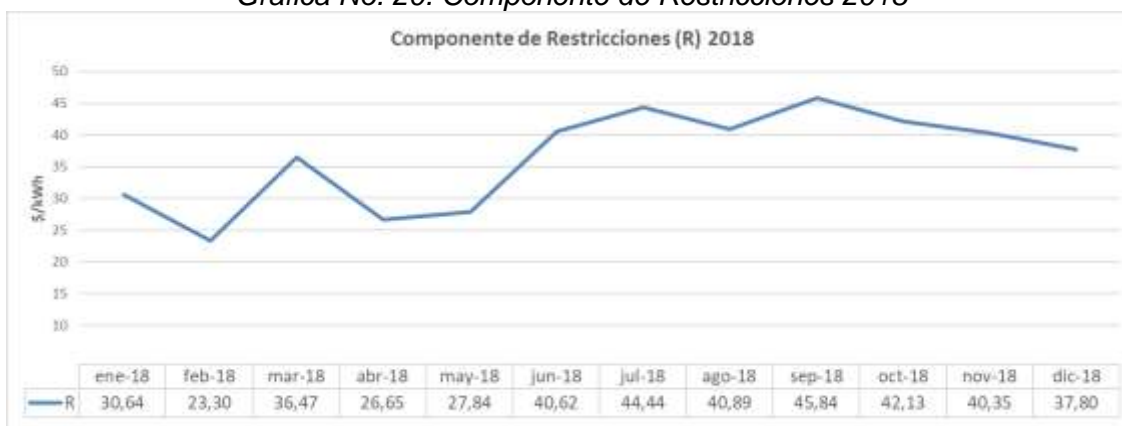
### Componente de Restricciones (R)

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

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

Este componente para el año 2018 presentó variaciones importantes (Gráfica No. 20), incluso estando al nivel del componente que remunera la actividad de transmisión. El valor más alto de Restricciones se presentó en septiembre de 2018 con un valor 45,84 \$/kWh y el más bajo en el mes de febrero con un valor de 23,3 \$/kWh. Los altos valores del componente podrían deberse a que, con bajos precios de bolsa, el valor en pesos de las restricciones asignadas a los comercializadores aumenta, ya que las plantas de generación están generando por seguridad, incrementando la energía que es remunerada por el esquema de reconciliaciones.

Gráfica No. 20. Componente de Restricciones 2018



Fuente: Información publicada por CEDENAR

## Costo Unitario de Prestación del Servicio (CU)

Para los años 2018, la participación de cada uno de los componentes en el CU de Cedenar fue el siguiente:

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

2018    ↓    ↓    ↓    ↓    ↓    ↓  
 33%    6%    29%    20%    6%    6%

Puede observarse que la Generación y la Distribución representan el 62% del Costo Unitario de Prestación del Servicio, y por el análisis realizado a estos dos componentes, es más de esperarse una variación en la Generación por la entrada de nuevos contratos bilaterales y adquisición de energía en bolsa que pueden cambiar las condiciones de precio principalmente por razones climáticas.

Para el periodo de análisis, el valor más alto de CU fue de 600,06 \$/kWh en el mes de noviembre de 2018 y el menor fue de 547,99 \$/kWh para enero de 2018 donde la diferencia fue de 52,1 \$/kWh. (Ver Gráfica No. 21)

Gráfica No. 21. Costo Unitario de Prestación del Servicio 2018



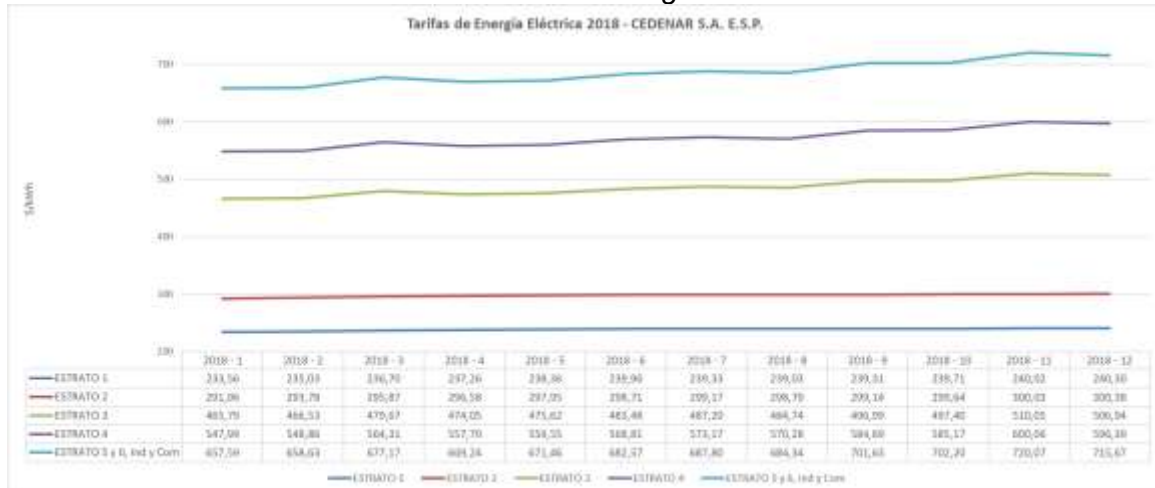
Fuente: Información publicada por CEDENAR

## Tarifas de Energía Eléctrica

La tarifa de energía eléctrica es el resultado de aplicar al Costo Unitario de Prestación de Servicios los principios del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingreso (FSSRI) donde dependiendo el estrato socioeconómico se aplica un subsidio o una contribución.

Para el caso de Cedenar que no aplica opción tarifaria, el CU es la tarifa de estrato 4, por lo que la curva es igual a la obtenida para el Costo Unitario de Prestación del Servicio. En la Gráfica No. 22 se observan las tarifas por estrato aplicadas por la empresa a sus usuarios durante el año 2018. La aplicación del subsidio en los estratos 1 y 2 (CREG 186 de 2010) permite mantener un valor uniforme en la tarifa a diferencia de la variación que se identifica para el estrato 3 que si se encuentra sujeta al CU.

Gráfica No. 22. Tarifas de Energía Eléctrica 2018



Fuente: Información publicada por CEDENAR

#### 4.9.2. Tarifas No Reguladas

De acuerdo con la información comercial de 2018 reportada por Cedenar en el Sistema Único de Información (SUI), la empresa atiende usuarios No Regulados; usuarios definidos por la Ley 143 de 1994 como la persona natural o jurídica, con una demanda máxima superior a 2 MW por instalación legalizada, cuyas compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente.

Por otra parte, la Resolución CREG 131 de 1998 actualizó los límites para considerarse como usuario no regulado a una persona natural o jurídica con una demanda máxima superior a un valor en MW o a un consumo mensual mínimo de energía en MWh, definidos por la comisión, por instalación legalizada, a partir de la cual no utiliza redes públicas de transporte de energía eléctrica y la utiliza en un mismo predio o en predios contiguos. Los límites de potencia o energía mensual establecidos aplicables a la fecha son de 1 MW o 55 MWh. Sus compras de electricidad se realizan a precios acordados libremente entre el comprador y el vendedor, es decir, mediante un contrato bilateral y que su contenido no requiere la aprobación de la Superintendencia de Servicios Públicos Domiciliarios, permitiendo que las partes del contrato sólo puedan negociar los componentes de Generación y Comercialización.

Con base en lo anterior, la SSPD realizó el cálculo del Costo Unitario de Prestación del Servicio promedio de acuerdo a la información reportada en el formato 3 del Sistema Único de Información SUI para el año 2018. Para el cálculo del CU, los campos y filtros tenidos en cuenta del formato 3, fueron los siguientes:

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

Teniendo relacionada la información comercial de la empresa por usuario y nivel de tensión de todo el año 2018 y de acuerdo a la definición del campo 16, el valor del

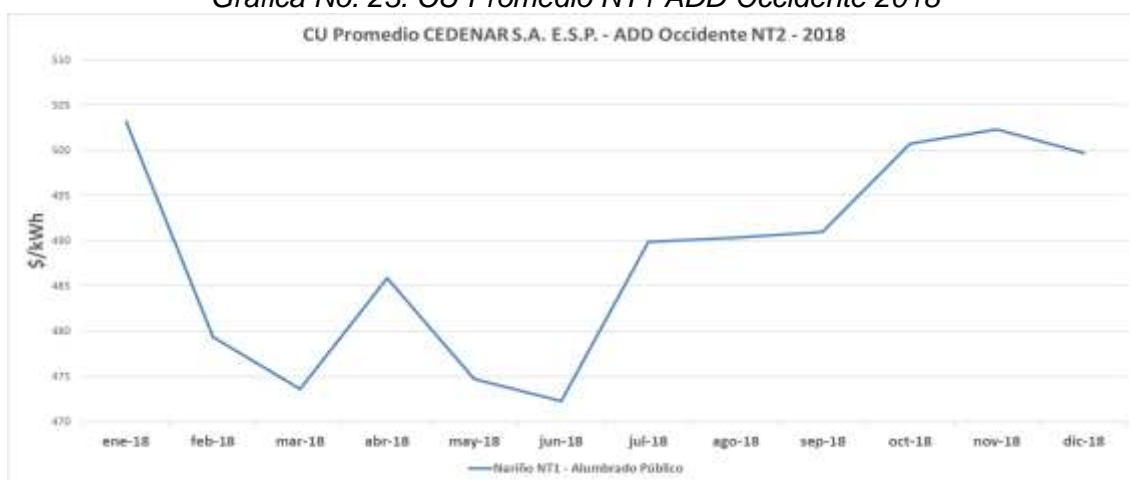


consumo facturado no incluye subsidios ni contribuciones por lo que debería corresponder al cálculo realizado por la empresa del CU multiplicado por el consumo de cada usuario.

Luego de esto se procedió a realizar la sumatoria de los consumos y la facturación por consumo (Campos 14 y 16) de la empresa teniendo en cuenta el sector, mercado y nivel de tensión para calcular el cociente entre los campos 16 y 14, obteniendo un costo unitario de prestación del servicio promedio de Cedenar por sector, mercado y nivel de tensión. El nivel de tensión se obtiene de cruzar la información del Formato 3 reportado por el Comercializador con el Formato 1 reportado por el Operador de Red.

Habiendo aclarado como se calculó el valor del CU promedio (\$/kWh) por nivel de tensión, se encuentra que la empresa solo tiene usuarios no regulados en su mercado de comercialización (Nariño). A continuación, se muestran los CU promedio por nivel de tensión y sector:

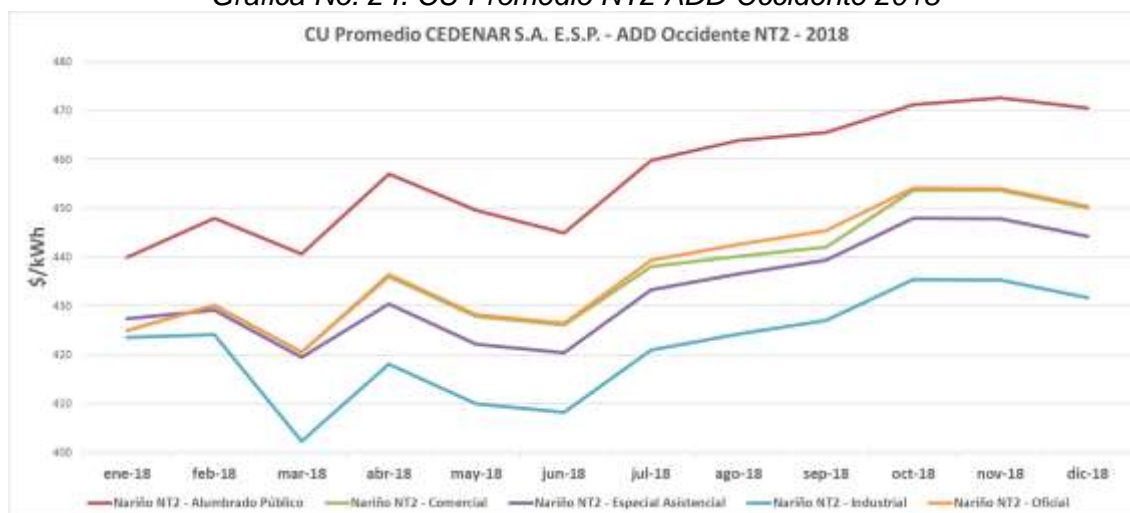
Gráfica No. 23. CU Promedio NT1 ADD Occidente 2018



Fuente: SUI

En la gráfica anterior puede observarse que, en el nivel de tensión 1, Cedenar solo atiende a usuarios de alumbrado público con un CU promedio para el año 2018 de 488,58 \$/kWh.

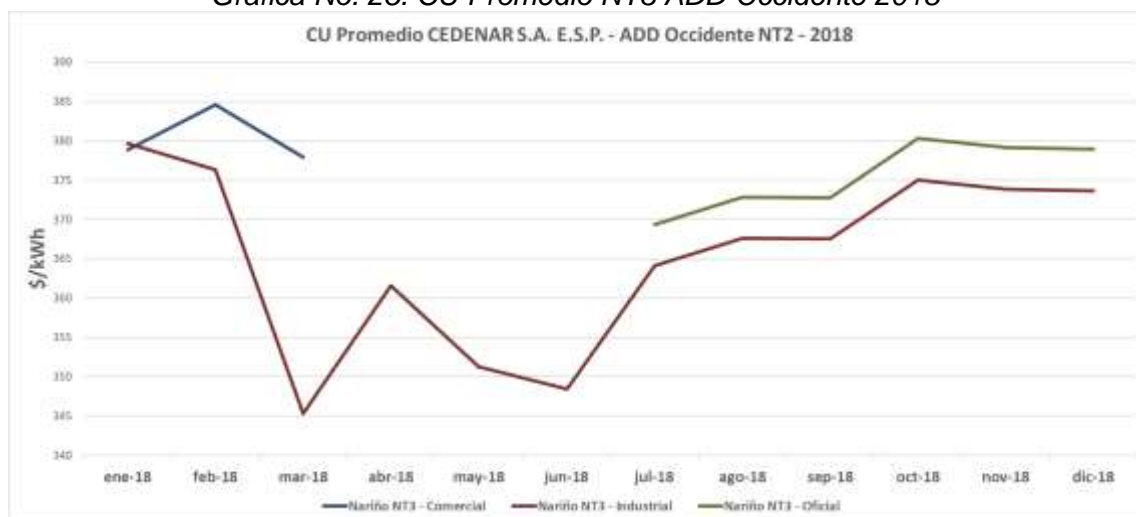
Gráfica No. 24. CU Promedio NT2 ADD Occidente 2018



Fuente: SUI

En la Gráfica No. 24, la empresa atiende en nivel de tensión 2 cinco sectores distintos. El promedio más alto del CU es para el alumbrado público (456,94 \$/kWh) y el menor corresponde al Industrial con 421,74 \$/kWh. Los tres restantes se encuentran con costos entre los 430 \$/kWh y 440 \$/kWh. En general, se evidencia que los comportamientos de las curvas de cada sector son similares entre sí y se debe a que la empresa negocia con cada usuario valores de Generación y Comercialización distintos, pero se mantiene el comportamiento de los componentes que si son regulados.

Gráfica No. 25. CU Promedio NT3 ADD Occidente 2018



Fuente: SUI

De acuerdo con los reportado por la empresa al SUI, se atendieron usuarios comerciales solo hasta marzo de 2018 y se inició con la atención de usuarios del sector oficial a partir de julio de 2018. El CU promedio para el sector industrial en este nivel de tensión fue de 365,37 \$/kWh.

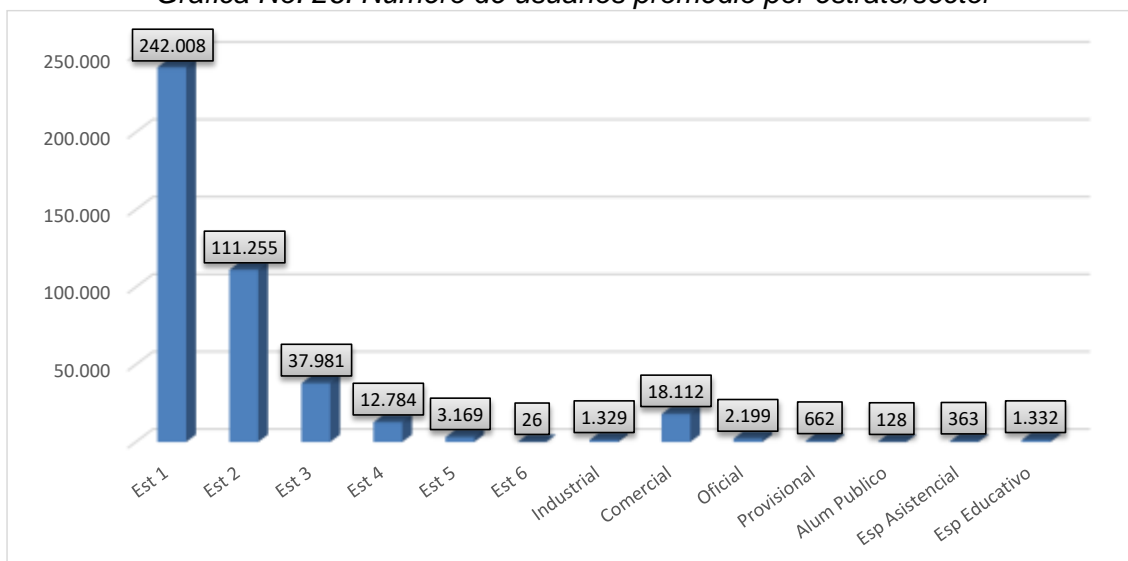
#### 4.10. Subsidios y Contribuciones

La empresa Cedenar es un comercializador que, en el esquema de subsidios y contribuciones, atiende a usuarios regulados y no regulados en los estratos correspondientes, y de los Sectores Comercial, Industrial, Provisional, Oficial, Alumbrado Público, Especial Asistencial y Especial Educativo, en el mercado de Nariño.

La empresa reporta al SUI la información pertinente a subsidios y contribuciones en los Formatos; 2 "Información Comercial Residencial"; 3 "Información Comercial No Residencial"; 20 "Resumen Contable de Subsidios y Contribuciones y FOES"; 21 "Giros Recibidos y Efectuados y 27 "Usuarios industriales exentos de contribución", que corresponde a la facturación del servicio público de energía eléctrica. La empresa reporta al Ministerio de Minas y Energía, los formatos de la conciliación trimestral de subsidios y contribuciones.

En la gráfica No. 26 se observa el total de usuarios (431.348) y la distribución del número de usuarios promedio por estrato o sector, atendidos en el esquema de subsidios y contribuciones:

Gráfica No. 26. Número de usuarios promedio por estrato/sector



Fuente: SUI

#### 4.10.1. Subsidios

En el análisis efectuado de la aplicación de subsidios por parte de Cedenar, en el año 2018 estos alcanzan un valor de \$88.071 millones, disminuyendo -3,52% con respecto al año anterior, esta variación obedece principalmente a las disminuciones del 5,16% del número de usuarios promedio y del 3,13% del consumo base de liquidación de los subsidios, lo cual se aprecia en la Tabla No. 20.

Tabla No.20. Comportamiento de subsidios 2017 – 2018

| AÑO                                    | 2017            | 2018            | Variación      | Variación % |
|--|-----------------|-----------------|----------------|-------------|
| Subsidios \$                           | 88.071.273.831  | 84.969.673.793  | -3.101.600.038 | -3,52%      |
| Num Usuarios Prom                      | 383.588         | 363.810         | -19.777        | -5,16%      |
| Consumo kWh                            | 378.991.917     | 368.120.860     | -10.871.057    | -2,87%      |
| Facturación Consumo                    | 121.391.947.843 | 120.309.862.489 | -1.082.085.354 | -0,89%      |
| Consumo Subsidiario                    | 319.658.286     | 309.660.101     | -9.998.186     | -3,13%      |
| CU (PromPond) <sup>[1]</sup> \$        | 552,24          | 556,94          | 5              | 0,85%       |
| TA (PromPond) <sup>[2]</sup> \$        | 277,96          | 286,41          | 8              | 3,04%       |
| %Sub (PromPond) <sup>[3]</sup>         | 49,52%          | 48,50%          | -1,02%         | -2,06%      |
| Vr. Prom mes a pagar por el Usuario \$ | 7.238,83        | 8.094,92        | 856            | 11,83%      |

Fuente: MME. Cálculos DTGE  
\*No incluye ajustes por refacturación

La tarifa aplicada es el valor resultante de aplicar al costo de prestación, el factor de subsidio que corresponda a cada estrato y la cual se ve reflejada en la factura. El porcentaje promedio ponderado anual de subsidio al cierre del año 2018, alcanzó el 48,5%, representados en el 57,63% para el Estrato 1, el 47,1% para el Estrato 2 y el 14,99% para el Estrato 3. El comportamiento de las variables de los subsidios otorgados por estrato y sector se presentan en la Tabla No. 21.

Tabla No. 21. Subsidios otorgados en el año 2018.

| EstSec    | Subsidios \$          | Num Usuarios Prom | Consumo kWh        | Facturación Consumo    | Consumo Subsidiable | CU (PromPond) \$ | TA (PromPond) \$ | %Sub (PromPond) | Vr. Prom mes a pagar por el Usuario \$ |
|-----------|-----------------------|-------------------|--------------------|------------------------|---------------------|------------------|------------------|-----------------|--|
| Estrato 1 | 56.205.603.040        | 220.072           | 201.022.311        | 55.797.532.266         | 174.197.134         | 556,05           | 235,02           | 57,63%          | -155                                   |
| Estrato 2 | 25.519.060.133        | 106.295           | 117.231.474        | 40.001.533.797         | 96.636.846          | 558,64           | 295,13           | 47,10%          | 11.354                                 |
| Estrato 3 | 3.245.010.621         | 37.443            | 49.867.075         | 24.510.796.426         | 38.826.120          | 556,54           | 473,06           | 14,99%          | 47.330                                 |
|           | <b>84.969.673.793</b> | <b>363.810</b>    | <b>368.120.860</b> | <b>120.309.862.489</b> | <b>309.660.101</b>  | <b>556,94</b>    | <b>286,41</b>    | <b>48,50%</b>   | <b>8.095</b>                           |

Fuente: MME. Cálculos DTGE  
\*No incluye ajustes por refacturación

#### 4.10.2. Contribuciones

Las contribuciones facturadas por Cedenar en el año 2018, alcanzan un valor de \$10.094,6 millones disminuyendo 4,18% con respecto al año anterior, esta variación obedece principalmente a la disminución del 5,55% en el consumo, lo cual se observa en la Tabla No. 22.

Tabla No. 22. Comportamiento de Contribuciones 2017-2018.

| AÑO                                    | 2017           | 2018           | Variación     | Variación % |
|--|----------------|----------------|---------------|-------------|
| Contribución \$                        | 10.535.122.293 | 10.094.582.238 | -440.540.055  | -4,18%      |
| Num Usuarios Prom                      | 23.171         | 23.580         | 409           | 1,77%       |
| Consumo kWh                            | 99.619.448     | 94.095.291     | -5.524.157    | -5,55%      |
| Facturación Consumo                    | 63.744.232.933 | 60.698.582.468 | 3.045.650.465 | -4,78%      |
| CU (PromPond) <sup>[4]</sup> \$        | 533,52         | 538,09         | 5             | 0,86%       |
| TA (PromPond) <sup>[5]</sup> \$        | 639,86         | 645,08         | 5             | 0,81%       |
| %Cont (PromPond) <sup>[6]</sup>        | 20%            | 20%            |               |             |
| Vr. Prom mes a pagar por el Usuario \$ | 229.247,56     | 214.510,69     | -14.737       | -6,43%      |

Fuente: MME. Cálculos DTGE  
\*No incluye ajustes por refacturación

La tarifa aplicada es el valor resultante de aplicar al costo de prestación el factor de contribución de solidaridad que corresponda, lo cual se ve reflejada en la factura. El porcentaje promedio ponderado anual de contribución aplicado al cierre del año 2018 alcanzó el 20%, los resultados por estrato/sector se presentan en la Tabla No. 23.

Tabla No. 23. Contribuciones facturadas año 2018.

| EstSec      | Contribución \$ | Num Usuarios Prom | Consumo kWh | Facturación Consumo | CU (PromPond) \$ | TA (PromPond) \$ | %Con (PromPond) | Vr. Prom mes a pagar por el Usuario \$ |
|-------------|-----------------|-------------------|-------------|---------------------|------------------|------------------|-----------------|--|
| Estrato 5   | 498.939.051     | 3.029             | 4.510.054   | 2.985.234.957       | 551,59           | 661,91           | 0,20            | 82.127                                 |
| Estrato 6   | 7.273.993       | 26                | 64.547      | 43.366.086          | 559,88           | 671,85           | 0,20            | 140.344                                |
| Comercial   | 8.587.197.358   | 18.819            | 80.098.275  | 51.680.818.162      | 538,30           | 645,22           | 0,20            | 228.851                                |
| Industrial  | 506.720.556     | 839               | 4.833.186   | 3.013.313.310       | 519,55           | 623,46           | 0,20            | 299.207                                |
| Provisional | 498.328.009     | 639               | 4.589.228   | 2.975.849.953       | 540,37           | 648,44           | 0,20            | 388.188                                |

<sup>4</sup> CU PromPond: Costo Unitario Promedio Ponderado

<sup>5</sup> TA (PromPond): Tarifa Aplicada Promedio Ponderado

<sup>6</sup> %Sub (PromPond): Porcentaje Subsidio Promedio Ponderado

| EstSec  | Contribución \$       | Num Usuarios Prom | Consumo kWh       | Facturación Consumo   | CU (PromPond) \$ | TA (PromPond) \$ | %Con (PromPond) | Vr. Prom mes a pagar por el Usuario \$ |
|---|-----------------------|-------------------|-------------------|-----------------------|------------------|------------------|-----------------|--|
| Contribuciones Recaudadas Después de Conciliado su no recaudo | 85.403.231            | 38                | -                 | -                     | -                | -                | -               | -                                      |
| Contribuciones No Recaudadas después de 6 meses               | -89.279.960           | 190               | -                 | -                     | -                | -                | -               | -                                      |
|   | <b>10.094.582.238</b> | <b>22.713</b>     | <b>89.506.062</b> | <b>57.722.732.515</b> | <b>565,68</b>    | <b>678,15</b>    | <b>0,21</b>     | <b>222.701</b>                         |

Fuente: MME. Cálculos DTGE  
\*No incluye ajustes por refacturación

#### 4.10.3. Superávit o Déficit del esquema de subsidios y contribuciones

El balance de subsidios y contribuciones al cierre del año 2018, presenta un déficit por valor de \$74.875,1 millones, que comparado frente al déficit del año 2017 de \$77.536,2 millones disminuyó en 3,43%, como se muestra en la Tabla No. 24. Estos déficits podrán ser cubiertos con los recursos asignados para cubrir subsidios del Presupuesto General de la Nación, los presupuestos departamentales, distritales o municipales, o con recursos del Fondo de Solidaridad para Subsidios y Redistribución de Ingresos – FSSRI del Ministerio de Minas y Energía.

Tabla No. 24. Balance de subsidios y contribuciones.

| Año                 | 2017            | 2018            | Variación      | Variación % |
|---------------------|-----------------|-----------------|----------------|-------------|
| Subsidios \$        | 88.071.273.831  | 84.969.673.793  | -3.101.600.038 | -3,52%      |
| Contribución        | 10.535.122.293  | 10.094.582.238  | -440.540.055   | -4,18%      |
| Superávit / Déficit | -77.536.151.538 | -74.875.091.555 | 2.661.059.983  | -3,43%      |

Fuente: MME. Cálculos DTGE  
\*No incluye ajustes por refacturación

#### 4.10.4. Tarifas Aplicadas a usuarios de estrato 1 y 2 (Resolución CREG 186 de 2014)

Una vez revisadas y validadas las tarifas aplicadas para los estratos 1 y 2, no se encontraron diferencias significativas en el cálculo efectuado por la empresa.

Tabla No. 25. Tarifas Aplicadas.

| Mes     | CU ESP | TA ESP Est 1 | Validación TA Est 1 | Diferencia TA Est 1 | TA ESP Est 2 | Validación TA Est 2 | Diferencia TA Est 2 |
|---------|--------|--------------|---------------------|---------------------|--------------|---------------------|---------------------|
| ene.-18 | 547,99 | 233,56       | 233,57              | -0,01               | 291,96       | 291,97              | -0,01               |
| feb.-18 | 548,86 | 235,03       | 235,04              | -0,01               | 293,78       | 293,80              | -0,02               |
| mar.-18 | 564,31 | 236,70       | 236,70              | 0,00                | 295,87       | 295,87              | 0,00                |
| abr.-18 | 557,70 | 237,26       | 237,27              | -0,01               | 296,58       | 296,58              | 0,00                |
| may.-18 | 559,55 | 238,36       | 238,36              | 0,00                | 297,95       | 297,95              | 0,00                |
| jun.-18 | 568,81 | 238,96       | 238,97              | -0,01               | 298,71       | 298,71              | 0,00                |
| jul.-18 | 573,17 | 239,33       | 239,34              | -0,01               | 299,17       | 299,17              | 0,00                |
| ago.-18 | 570,28 | 239,03       | 239,03              | 0,00                | 298,79       | 298,79              | 0,00                |
| sep.-18 | 584,69 | 239,31       | 239,32              | -0,01               | 299,14       | 299,15              | -0,01               |
| oct.-18 | 585,17 | 239,71       | 239,71              | 0,00                | 299,64       | 299,64              | 0,00                |
| nov.-18 | 600,06 | 240,02       | 240,00              | 0,02                | 300,03       | 300,00              | 0,03                |
| dic.-18 | 596,39 | 240,30       | 240,28              | 0,02                | 300,38       | 300,35              | 0,03                |

Fuente: ESP y DTGE

## 5. EVALUACIÓN DE LA GESTIÓN

Teniendo en cuenta que: i) el contexto normativo contable que aplicaba en Colombia cuando se expidió la Resolución CREG 072 de 2002, se basaba en lo dispuesto en el Decreto 2649 de 1993, el cual cesó en sus efectos legales, según lo señalado en el artículo 2.1.1 del Decreto 2420 de 2015, y ii) el actual marco normativo sustentado en Normas Internacionales de Información Financiera – NIIF presenta diferencias con los anteriores principios de contabilidad generalmente aceptados en Colombia - PCGA, en temas de medición, reconocimiento, presentación y revelación de hechos económicos; toda vez que 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 publica para cada uno de los grupos definidos en la norma aludida, los referentes del año 2018, a la luz de la resolución vigente.

*Tabla No 26. Indicadores de Gestión - Referentes 2018 CREG*

| INDICADORES DE GESTIÓN               | Resultado 2018 | Referente 2018 CREG | CONCEPTO  |
|--------------------------------------|----------------|---------------------|-----------|
| Margen Operacional                   | 19,00%         | 32,84               | No Cumple |
| Cobertura de Intereses – Veces       | 9,90           | 21,01               | No Cumple |
| Rotación de Cuentas por Cobrar- Días | 158            | 46,35               | No Cumple |
| Rotación de Cuentas por Pagar – Días | 44             | 20,59               | No Cumple |
| Razón Corriente – Veces              | 1,33           | 1,93                | No Cumple |

Con relación a los resultados para CEDENAR, se evidencia que la compañía no cumple con los 5 referentes establecidos por la comisión en la Resolución 034 de 2004, los indicadores con mayor desviación son rotación de cuentas por cobrar, y el cubrimiento de Gastos Financieros, la compañía manifestó sobre estos indicadores:

La razón corriente,

*“(…) El resultado se explica principalmente por la disminución de los ingresos de la actividad operacional por \$ 11.532 millones (3%) e incremento de los costos operacionales por \$ 8.583 (3%), los cuales son superiores a los registrados en el 2017 y que en el año 2018 afecta negativamente el cumplimiento del referente establecido por la SSPD. (...)”*

El cubrimiento de Gastos Financieros,

*“(…) A pesar que de no se cumple con el referente para el año 2018, CEDENAR S.A. E.S.P mantiene una estructura financiera sólida que le permite pagar y afrontar deudas y gastos financieros en diferentes periodos de pago de corto y de largo plazo, cubriendo en 7,54 veces sus gastos financieros. (...)”*

Rotación de cuentas por cobrar,

“(…) A diciembre, se obtiene un cobro efectivo de los servicios prestados de 158 días, resultado que supera la meta de la superintendencia de servicios públicos domiciliarios en 93.99 días; sin embargo, es importante comentar el esfuerzo realizado por la empresa en el recaudo de cartera, logrando disminuir el saldo de la misma en \$ 2.223 millones en comparación al año 2017.

No se cumple con el referente en razón a que la empresa atiende Zonas de Difícil Gestión y de inseguridad como la Zona Pacífico y Cordillera, por ende, no es posible realizar acciones de cobro. A pesar de presentarse esta situación, anualmente se establece un Plan de Mejoramiento. (…)”

## 6. CALIDAD Y REPORTE DE LA INFORMACIÓN AL SUI

Según la revisión realizada en el Sistema Único de Información – SUI, se evidenció que el prestador a la fecha presenta 356 reportes en estado certificado para el servicio de energía eléctrica y 10 en estado pendiente. El porcentaje de cargue del prestador es el siguiente:

Tabla No.27. Porcentaje de cargue

| ID  | Empresa                                    | Año  | Certificado | Pendiente | Porcentaje de cargue (%) |
|-----|--|------|-------------|-----------|--------------------------|
| 520 | CENTRALES ELECTRICAS DE NARIÑO S.A. E.S.P. | 2018 | 356         | 10        | 97                       |

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 29/10/2019.

Evaluando la oportunidad del cargue de la información al Sistema Único de Información SUI del año 2018, se pudo constatar que la empresa Cedonar presentó el 79,5 % de sus cargues dentro del término establecido por los actos administrativos correspondientes.

Tabla No.28. Oportunidad en el cargue

| CEDENAR SA ESP | CARGUES          |                 |
|----------------|------------------|-----------------|
|                |                  |                 |
|                | FUERA DE TERMINO | CON OPORTUNIDAD |
| Cantidad N°    | 75               | 291             |
| Porcentaje %   | 20,5             | 79,5            |

Fuente: Sistema Único de Información SUI. Fecha de corte de la consulta 29/10/2019.

## 7. ACCIONES DE LA SSPD

A través del radicado 20182200195761 del 21 de febrero de 2018 se requirió a la empresa por las inconformidades recibidas por fallas en la generación de energía del municipio de Leguízamo- Putumayo.

De igual forma con el radicado 20182200195761 del 23 de febrero de 2018 se realizó requerimiento por las alertas recibidas a través del Centro Nacional de Monitoreo sobre la ausencia de generación de energía eléctrica en las cabeceras municipales de Salahonda (Francisco Pizarro) – Nariño y Timbiquí – Cauca.



Con radicado 20182201572581 del 05 de diciembre se solicitó información referente a los informes de interventoría de los proyectos de expansión ejecutados por Cedenar. La empresa dio respuesta a través del radicado 20185291471972 del 21 de diciembre de 2018.

El 21 de mayo de 2018 con radicado 20182200745581 se informó de la realización de visita de inspección al prestador.

Para el periodo evaluado la empresa cuenta con una solicitud de investigación bajo el expediente 2018240350600067E.

## **8. CONCLUSIONES Y RECOMENDACIONES**

- La empresa Cedenar presentó resultados financieros apropiados para el año 2018, lo cual le viene permitiendo garantizar la prestación del servicio a sus usuarios; así mismo, según el modelo de riesgos para la vigencia 2018, no señaló nivel de riesgo financiero. Al comparar con el año 2017, la compañía atravesó una situación de desmejora tanto en su cartera como en el aumento de los costos, por ende, reflejado en la utilidad para el año 2018.
- La compañía debe mejorar el cumplimiento de la Resolución 072 de 2002, modificada por la resolución 034 de 2004 con respecto a sus indicadores de gestión.
- Para el año 2018 Cedenar presentó una ganancia de \$9.047 millones de pesos, menor respecto al año 2017, donde registró una utilidad de \$26.023 millones de pesos, su disminución se explica principalmente, en mayores ingresos facturados en el año 2017 por concepto de los saldos pendientes de cobro correspondientes a la aplicación de la opción tarifaria por \$8.854 millones y la transición a facturación en sitio por \$7.758 millones.
- La compañía cuenta con una proyección de inversión a su sistema de distribución para el año 2020, de \$54.231 millones, con el fin de expandir y mejorar la calidad de la prestación del servicio de energía eléctrica.
- Es de resaltar que la compañía cumple con todas sus obligaciones a terceros, y tiene un manejo de cartera adecuado; con respecto a la zona pacifico no obstante su ubicación geográfica y su contexto social, la compañía ha venido realizando esfuerzos con proyectos ambiciosos para manejar su recaudo, lograr facturar y mitigar sus pérdidas.
- El prestador tiene implementado el Sistema de Gestión Integrado el cual cuenta con certificación en la norma ISO-9001:2015. Esta NTC implica el pensamiento basado en riesgos que permite a las empresas determinar los factores que podrían causar que sus procesos y su sistema de gestión de la calidad se desvíen de los resultados planificados, con el fin de poner en marcha controles preventivos y minimizar los efectos negativos y así maximizar el uso de las oportunidades a medida que surjan.
- Teniendo en cuenta que el documento Plan de Gestión del Riesgo de Desastres de las Entidades Públicas y Privadas – PGRDEPP código DINT-ADMIN-GSYST-066, Versión 3 de fecha 21 de agosto de 2019, no cuenta con

la estructura y criterios establecidos en el Decreto 2157 de 2017, se solicita se tomen las medidas respectivas para el cumplimiento del decreto en mención.

- El informe enviado por la AEGR, cumple con los lineamientos de la Ley 142/94 y normas concordantes, en especial la Resolución 12295/06, en cuanto a la estructura de la misma, su contenido y opiniones.
- Es de resaltar que la empresa se encuentra realizando inversiones para superar condiciones de radialidad en su sistema, lo cual se verá reflejado en una prestación de servicio con mayores niveles de continuidad y confiabilidad.
- Cabe anotar que el prestador durante el año 2018 realizó labores de optimización de la coordinación de protecciones de las subestaciones, lo cual se deberá materializar en la minimización del impacto de las interrupciones generadas por despeje de fallas.
- Se recomienda fortalecer la gestión social y técnica para recuperar la senda de reducción de las pérdidas de energía que viene llevando la compañía.
- Se recomienda no perder de vista las inversiones en cuanto al tercer elemento telecontrolado en los alimentadores del SDL requerido por la resolución CREG 015 de 2018.
- Se recomienda fortalecer el proceso de exclusión de interrupciones con el fin de lograr conseguir soportes para excluir las interrupciones que se prolongan por razones de orden público.
- Si bien es cierto, que el área de influencia atendida por Cedenar está influenciada por distintos factores de orden económico, social y de orden público, al interior de la empresa han ideado estrategias que le permiten, si no disminuir, al menos no permitir que se desmejoren los indicadores que pueden afectar no solo al área comercial.
- En cuanto a la gestión relacionada con el código de medida si bien los esfuerzos se centran en la confiabilidad de la medida, se considera que hay aspectos que se pueden mejorar sobre todo con lo relacionado con las comunicaciones y las fallas que se derivan de los problemas que en este aspecto suceden.
- Si bien es cierto la atención al usuario cuenta con varios canales de comunicación y con resultados favorables, al interior de la empresa se debe considerar y/o prever aspectos que van a impactar a todo su mercado en general, expedición de la resolución CREG con los cargos de distribución, la introducción de la tarifa horaria, la generación distribuida con base en recurso renovables entre otros, los cuales con la debida preparación del personal que atiende permite mitigar cualquier impacto negativo que pudiera generar errores en la información al usuario.
- Se encontró que para la vigencia 2018, si bien Cedenar realizó grandes esfuerzos para dar cumplimiento a lo establecido en la Resolución 030 de 2018, se sugiere realizar algunos ajustes con el fin de facilitar el acceso y entendimiento del público en general.

- Respecto al tema tarifario, puede afirmarse que Cedenar ha dado cumplimiento al reporte de las publicaciones de tarifas a la SSPD en cumplimiento del artículo 18 de la Resolución CREG 119 de 2007.
- La DTGE en cumplimiento de las funciones de inspección, vigilancia y control, consagradas en el artículo 15 numerales 8, 10 y 14 del Decreto 990 de 2002, realizó durante el año 2018 el proceso de verificación tarifaria a Cedenar y no evidenció una incorrecta aplicación de la metodología tarifaria vigente.
- En el esquema de subsidios y contribuciones, Cedenar viene aplicando en forma coherente con base en lo normativo y la regulación vigente, la aplicación y cálculo de los subsidios a otorgar y de la facturación de las contribuciones de solidaridad, así como los porcentajes de subsidios establecidos en la normatividad.

Proyectó: Álvaro E Sosa Z. – Profesional Especializado DTGE

Luis Carlos Rodríguez Bello - Asesor DTGE

Adriana Moreno Pineda - Profesional Especializado DTGE

Cristian Restrepo Zapata – Contratista DTGE

Felliny Salamanca Arias – Profesional Especializado DTGE

David José Mozo Pereira – Contratista DTGE

Diego Borda Fernando Borda Tovar – Contratista DTGE

María Claudia Gómez Serrano – Contratista DTGE

Carlos Andrés Merlano Porras – Asesor DTGE

Revisó: Carlos Andrés Merlano Porras – Asesor DTGE

Diego Alejandro Ossa Urrea – Director Técnico de Gestión de Energía

Aprobó: Diego Alejandro Ossa Urrea – Director Técnico de Gestión de Energía