

**CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. del Grupo EPM**  
Cifras expresadas en millones de pesos colombianos  
A junio de 2020 y 2019

**Nota 1. Entidad reportante**

Centrales Eléctricas del Norte de Santander S.A. E.S.P. -(en adelante "CENS") es una empresa de servicios públicos mixta, fue constituida el 16 de octubre de 1952 mediante Escritura Pública 3552 de la Notaría Octava de Bogotá y quedó configurada como filial del Grupo Empresarial EPM a partir del 19 de marzo de 2009. En razón de su naturaleza jurídica, CENS está dotada de autonomía administrativa, financiera y patrimonio propio. El capital con el que se constituyó y funciona, al igual que su patrimonio, es de naturaleza mixta, siendo su máximo accionista el Grupo EPM con una participación del 91,52%. Su domicilio principal está en la Avenida 7 5N-220 barrio Sevilla de Cúcuta, Colombia. No tiene establecido un término de duración.

CENS está autorizada para prestar el servicio público domiciliario de energía eléctrica y sus actividades complementarias de transmisión, distribución y comercialización, así como la comercialización y prestación de servicios de telecomunicaciones y las actividades que la complementen, de acuerdo con el marco legal regulatorio.

**Nota 2. Propiedad, planta y equipo, neto**

Con incremento en \$41,582, por la inversión realizada en el periodo y el movimiento de activos en \$99,276 ocasionada principalmente por plan expansión del STN y STR \$17,945, reposición y expansión de redes de distribución \$16,588, Control y reducción de pérdidas \$15,012, Reposición de Subestaciones \$4,410, Subestación Tibú Campo Dos \$3,695, líneas de transmisión \$2,555, Obras civiles de subestaciones \$1,830, material de bodega \$26,220, compra de redes de particulares \$2,848, reparación de transformadores \$614, compra de Activos por \$2,913 consistentes en equipo de pruebas, equipo hidráulico tipo Grúa, vehículo tipo camión doble cabina y cabina sencilla, equipo DRON para inspección y monitoreo, estación de videoconferencia y Fibra Óptica entre otros; no obstante, una disminución en \$57,694, principalmente por mayor depreciación acumulada de \$54,547, por los traslados a operación de los proyectos del Plan de expansión STN y STR, Control y reducción de pérdidas y Expansión y reposición de redes, reclasificación por beneficio tributario AFRP por \$2,164 y bajas por \$846.

**Nota 3. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar**

Incrementó en \$25,348 y obedece principalmente a:

- La porción no corriente disminuyó en \$385, principalmente por la disminución de los créditos a empleados por \$349 y el incremento de servicios de energía (deterioro) en \$2,527, no obstante, se presentó incremento en bienes comercializados por \$1,571, servicio de energía de \$920.
- La porción corriente aumentó en \$25,733, obedece principalmente por aumento del servicio de energía \$63,276, Derechos cobrados por terceros \$619, para bienes por \$296, Otros deudores \$225. No obstante, se presentó disminución principalmente en Subsidio servicio de Energía \$24,661, Bienes Comercializados por \$4,829, Arrendamiento operativo en \$660 y por el incremento de servicio de energía y otros deudores (deterioro) en \$7,838 y 597 respectivamente.

#### **Nota 4. Efectivo y equivalentes de efectivo**

Aumentó en \$44,166, lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumentó en \$20,403, lo cual obedece principalmente a traslado al largo plazo de la ejecución de los contratos FAER Hacarí, Ocaña, Convención, La esperanza, Sardinata, Teorama, EL Tarra, El Carmen y Abrego.

La porción corriente aumentó en \$23,763, lo cual obedece principalmente a los desembolsos de los empréstitos, los subsidios recibidos durante la vigencia, los ingresos restringidos recibidos por el Ministerio de Minas y Energía para los contratos FAER 2020; No obstante pagos realizados de la inversión efectuada entre julio 2019 y junio del 2020, pagos a capital e intereses empréstitos.

#### **Nota 5. Créditos y préstamos**

Incrementó en \$38,966 lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumentó en \$26,512 generado por el desembolso del empréstito con el Banco de Occidente \$55,000; no obstante, el costo amortizado de la deuda en \$1,128 y la reclasificación del largo al corto plazo en \$27,360.

La porción corriente con aumento en \$12,454, generado por desembolso del crédito transitorio con el Banco de Occidente en \$10,000, crédito transitorio con el Scotiabank Colpatría en \$35,000, intereses causados e indexados a costo amortizado por \$31,839 y reclasificación del largo a corto plazo \$27,360; No obstante, pago del crédito de tesorería con el Banco BBVA \$5,000, Banco Bogotá \$7,000, Banco de Occidente Crédito Transitorio por \$10,000, Abono capital empréstitos largo plazo del Banco de Bogotá por \$24,229, Banco Popular por \$13,528 y los intereses pagados por \$31,988.

#### **Nota 6. Provisiones**

Presentó un incremento en \$1,867, lo cual obedece principalmente a:

- Provisiones diversas \$1,106, generada por sanción interpuesta por la SSPD mediante Resolución No. SSPD 20202400010015 del 02/04/2020 (por el presunto incumplimiento de los indicadores de calidad del servicio definidos en la resolución CREG 097 de 2008), la cual aún no se encuentra en firme debido a que en el mes de abril CENS SA ESP presentó recurso de reposición y en subsidio de apelación el cual está pendiente de ser resuelto por la SSPD.
- Provisión de Litigios y Demandas con \$972, lo cual obedece a variaciones por la valoración \$750 (laborales \$435, administrativos \$306, Civil \$9), nuevos procesos laborales \$198 (Ciro Roperero \$83, Sonia contreras \$72, Yuri Lizeth Anaya \$43), por cambio de probabilidad en los laborales \$363 (Melba Nieto \$202, Jhonatan Acevedo \$161); no obstante, disminución por laborales terminados con sentencia favorable para CENS \$208 (Jesús Sandoval \$117, Rocio Landazabal \$91), laborales terminados con pago \$116 (Salvador Martínez y otros \$78), por cambio de probabilidad \$15.

#### **Nota 7. Prestación de Servicios**

Incrementó en \$46,910, principalmente por:

##### Venta de energía:

Presenta un aumento 14.4% correspondiente a \$45,102, producto de una mayor tarifa de venta en 45.7 \$/kWh que aportó \$27,276, y se presentan mayores ventas de 31 GWh que representaron \$17,826 principalmente el sector residencial se tienen mayores unidades de 45

GWh sobre todo en los estratos 1 y 2 con 16 y 17 GWh respectivamente el sector no residencial se contrae la demanda en 13.8 GWh por efecto del Covid-19, para el 2020 meses de marzo-junio el sector residencial crece y el no residencial disminuye debido a la medida de aislamiento preventivo decretado por el gobierno nacional, así mismo la temperatura promedio, el aumento vegetativo de los clientes respecto al año anterior, y crecimiento del costo del Cu promedio dado a la entrada de la nueva metodología del cargo del distribuidor CREG015/18 ha minimizado los impactos

#### Beneficio por uso de redes:

- SDL (Sistema de Distribución Local), presenta aumento de \$2,724, producto de la entrada de la resolución CREG 015/2018 en la que se establece la nueva metodología del cargo Dt y el cobro de la energía reactiva en exceso inductiva y capacitiva considerando la modificación establecida en CREG 199/2019.
- STR (Sistema de Transmisión Regional), refleja aumento de \$3,820 atribuido al ajuste realizado al ingreso del transmisor de acuerdo CREG 015/2018 se ajusta el balance en los ingresos acumulados

#### **Nota 8. Costo prestación de servicios**

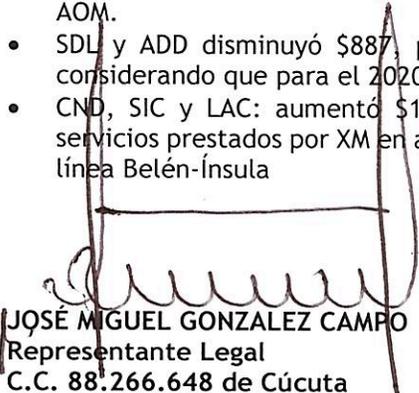
Incrementó en \$29,593, generado principalmente por Costos de operación comercial en \$29,034:

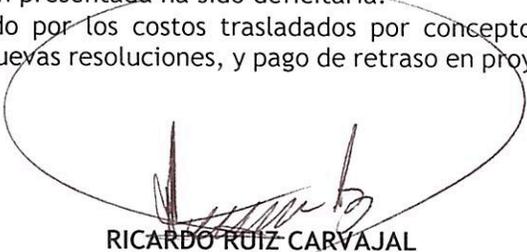
Compra de energía: con aumento de \$30,357 explicado por:

- Compra en bolsa aumenta de \$991 generada por mayores precios de energía dada la disminución y riesgo de los embalses hídricos en los primeros meses del año 2020.
- Compra en Contratos aumentó \$29,366 por mayor cobertura a largo plazo crecimiento de la demanda frente al año anterior 70 GWh.

Otros costos con disminución en \$1,323:

- Restricciones disminuyó \$6,681, principalmente por el ingreso de garantía del proyecto hidroeléctrico Ituango en cumplimiento de la Resolución CREG 154 de 2019 pérdida de las Obligaciones de Energía en Firme y por mayor disponibilidad en el sistema y menores interrupciones -programadas por ISA durante el lapso de tiempo enero-mayo 2020.
- STN: aumentó \$3,851 producto de aumento en el cargo por el crecimiento del IPP y por mayor demanda de energía transportada.
- STR: aumentó \$2,299 producto de crecimiento de la demanda y el reconocimiento de los activos con metodología CREG 015/18.
- Costo de conexión disminuyó \$13, debido al ajuste de indexación de IPP y el porcentaje de AOM.
- SDL y ADD disminuyó \$887, por la variación de la brecha del DtUN vs el cargo propio considerando que para el 2020 la condición presentada ha sido deficitaria.
- CND, SIC y LAC: aumentó \$107, generado por los costos trasladados por conceptos de servicios prestados por XM en atención a nuevas resoluciones, y pago de retraso en proyecto línea Belén-Ínsula

  
JOSÉ MIGUEL GONZALEZ CAMPO  
Representante Legal  
C.C. 88.266.648 de Cúcuta

  
RICARDO RUIZ CARVAJAL  
Contador Público  
C.C. 13.495.330 de Cúcuta  
Tarjeta Profesional No. 91677-T

