

**CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. del Grupo EPM**  
 Cifras expresadas en millones de pesos colombianos  
 A septiembre 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 \$28,818, por la inversión realizada en el periodo y el movimiento de activos en \$88,832 ocasionada principalmente por reposición y expansión de redes de distribución \$29,464, Control y reducción de pérdidas \$21,274, plan expansión del STN y STR \$11,103, Reposición de Subestaciones \$9,173, Subestación Tibú Campo Dos \$2,892, Obras civiles de subestaciones \$2,149, material de bodega \$2,417, compra de redes de particulares \$1,539, líneas de transmisión \$1,213, reparación de transformadores \$502, compra de Activos por \$1,845 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 \$60,014, principalmente por mayor depreciación acumulada de \$55,040, 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 \$3,224 y bajas por \$770.

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

Incrementó en \$69,064 y obedece principalmente a:

- La porción no corriente incremento en \$12,582, principalmente por Servicio de Energía \$26,849; no obstante, por disminución en Créditos a Empleados \$628, Bienes Comercializados \$236 y por el incremento en Servicio de Energía (deterioro) en \$13,403.
- La porción corriente aumentó en \$56,481, principalmente por el servicio de energía \$56,420, subsidio de energía \$9,515, derechos cobrados por terceros \$782, Cuentas por Cobrar al contratante \$166. No obstante, disminución en cuentas de difícil cobro \$1,286, Bienes comercializados \$1,180, arrendamiento operativo \$1,443 y por el incremento en el servicio de energía y (deterioro) \$6,626.

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

Aumentó en \$3,018 lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumentó en \$20,448, 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 disminuyó \$17,430, lo cual obedece principalmente a pagos realizados de la inversión efectuada entre octubre 2019 y septiembre del 2020, pagos a capital e intereses empréstitos. No obstante, 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.

#### Nota 5. Créditos y préstamos

Aumentó \$24,330 lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumentó en \$42,044 generado por el desembolso del empréstito con el Banco de Occidente \$55,000 y Banco BBVA \$17,500; no obstante, el costo amortizado de la deuda en 1,786 y la reclasificación del largo al corto plazo en \$28,670.

La porción corriente con disminución en \$17,714 generado por 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 \$21,229, Banco Popular por 18,995, Scotiabank Colpatría \$17,500 y los intereses pagados por \$32,441. No obstante, desembolso del crédito transitorio con el Scotiabank Colpatría en \$35,000, intereses causados e indexados a costo amortizado por \$30,781 y reclasificación del largo a corto plazo \$28,670.

#### Nota 6. Prestación de Servicios

Incrementó en \$75,642, principalmente por:

Venta de energía: presenta crecimiento del 14% equivalente a \$67,179, de los cuales se distribuyen \$17,663 por mayores unidades de energía vendidas 30.6 GWh frente a lo presupuestado con mayor participación del sector residencial, considerando que las mayores ventas están influenciadas por la demanda del sector residencial, dada las condiciones de aislamiento preventivo por covid-19 durante el 2020, y por el aumento de la tarifa en \$54 los cuales representan \$49,516 en comparación al año anterior.

Beneficio por uso de redes:

- SDL (Sistema de Distribución Local), presenta aumento de \$5,301, 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, así mismo un ingreso adicional por CPROG liquidado a los otros comercializadores.
- Sistema de Transmisión Regional -STR, refleja aumento de \$6,529 atribuido al ajuste realizado al ingreso del transmisor de acuerdo CREG 015/2018 se ajusta el balance en los ingresos acumulados.

**Nota 7. Costo prestación de servicios**

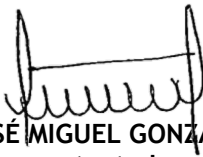
Incrementó en \$36,603, generado principalmente por Costos de operación comercial en \$38,002:

Compra de energía: con aumento de \$35,210 explicado por:

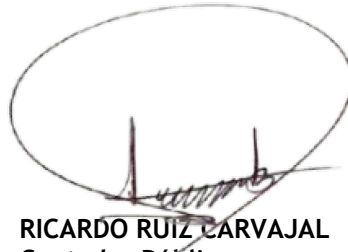
- Compra en bolsa disminuyó \$5,471 explicado por la disminución de unidades físicas compradas 71.3 GWh durante el 2020.
- Compra en contratos aumenta en \$40,681 por mayor cobertura a largo plazo en atención al crecimiento de la demanda frente al año anterior, se contrataron 88.6 GWh respectivamente.

Otros costos con aumento en \$2,792:

- Restricciones disminuyó \$6,985 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 en \$5,473 producto de aumento en el cargo por el crecimiento del IPP y por mayor demanda de energía transportada.
- STR: aumentó en \$5,192 producto de crecimiento de la demanda y el reconocimiento de los activos con metodología CREG 015/18.
- Costo de conexión disminuyó \$149 debido al ajuste de indexación de IPP y el porcentaje de AOM.
- SDL y ADD disminuyó \$913 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 \$172 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