

**CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. del Grupo EPM**  
 Cifras expresadas en millones de pesos colombianos  
 A octubre 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 \$23,510, por la inversión realizada en el periodo y el movimiento de activos en \$83,510 ocasionada principalmente por reposición y expansión de redes de distribución \$29,130, Control y reducción de pérdidas \$20,506, plan expansión del STN y STR \$7,940, Reposición de Subestaciones \$8,481, Subestación Tibú Campo Dos \$2,057, Obras civiles de subestaciones \$2,371, material de bodega \$1,813, compra de redes de particulares \$1,541, líneas de transmisión \$2,096, reparación de transformadores \$502, compra de Activos por \$1,731 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 \$60,000, principalmente por mayor depreciación acumulada de \$55,071, 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 \$708.

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

Incrementó en \$77,611 y obedece principalmente a:

- La porción no corriente incrementó en \$2,670, principalmente por servicio de energía en \$25,328; no obstante, disminución en Créditos a Empleados \$450 y bienes comercializados \$230 y por el aumento en Servicio de Energía (deterioro) en \$21,978.
- La porción corriente aumentó en \$74,941, obedece principalmente por el servicio de energía \$64,344, subsidio de energía \$12,556, derechos cobrados por terceros \$1,128. No obstante, disminución por arrendamiento operativo \$1,568, Bienes comercializados \$1,1281, cuentas de difícil cobro \$737, para bienes \$712 y por disminución en el servicio de energía (deterioro) \$737.

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

Aumentó en \$8,962 lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumentó en \$20,536, 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 \$11,574, lo cual obedece principalmente a pagos realizados de la inversión efectuada entre noviembre 2019 y octubre 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 \$28,740 lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumentó en \$39,747 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 1,864 y la reclasificación del largo al corto plazo en \$30,889.

La porción corriente con disminución en \$11,006 generado por pago del crédito de tesorería con el 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 Colpatria \$17,500 y los intereses pagados por \$32,367. No obstante, desembolso del crédito transitorio con el Scotiabank Colpatria en \$35,000, intereses causados e indexados a costo amortizado por \$30,196 y reclasificación del largo a corto plazo \$30,889.

#### Nota 6. Prestación de Servicios

Incrementó en \$87,335, principalmente por:

Venta de energía: Se presenta crecimiento del 14% equivalente a \$78,375, de los cuales se distribuyen \$20,410 por mayores unidades de energía vendidas 35 GWh frente al año anterior 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 \$57 los cuales representan \$57,965 en comparación al año anterior.

Beneficio por uso de redes:

- SDL (Sistema de Distribución Local), presenta aumento de \$5,486, 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 \$6,856 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 \$40,900, generado principalmente por Costos de operación comercial en \$41,530:

Compra de energía: con aumento de \$33,227 explicado por:

- Compra en bolsa disminuyó \$10,590 es explicado por menores unidades compradas, dada la disminución unidades físicas compradas 70 GWh durante el 2020.
- Compra en contratos aumenta en \$43,817 por mayor cobertura a largo plazo en atención al crecimiento de la demanda frente al año anterior, se contrataron 92 GWh respectivamente.

Otros costos con aumento en \$8,303:

- Restricciones disminuyó \$2,920 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 enero-mayo 2020.
- STN: aumentó en \$5,868 producto de aumento en el cargo por el crecimiento del IPP y por mayor demanda de energía transportada.
- STR: aumentó en \$6,440 producto de crecimiento de la demanda y el reconocimiento de los activos con metodología CREG 015/18.
- Costo de conexión disminuyó \$163 debido al ajuste de indexación de IPP y el porcentaje de AOM
- SDL y ADD disminuyó \$1,048 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: Aumento de \$126 costos trasladados por conceptos de servicios prestados por XM en atención a nuevas resoluciones, y pago de retraso en proyecto línea Belén-Ínsula.



**JOSE 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