

**CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. del Grupo EPM**  
 Cifras expresadas en millones de pesos colombianos  
 A noviembre de 2021 y 2020

**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 \$15,821, obedece principalmente por la inversión realizada en el periodo y el movimiento de activos en \$84,220 (reposición, expansión, mantenimiento y automatización de redes de distribución \$24,580, Control y reducción de pérdidas \$12,932, Reposición de Subestaciones \$2,419, Obras civiles de subestaciones \$2,170, plan expansión del STN y STR \$1,535, líneas de transmisión \$1,373, consolidación centro de control \$982, proyecto san Roque \$965, material de bodega \$24,657, compra de redes de particulares \$2,802, reconocimiento provisión por compensación forestal \$1,807, reparación de transformadores \$651 y compra de Activos por \$3,883 consistentes en vehículos, equipos hidráulicos, vehículos eléctricos, aires acondicionados, Dron, computadores portátiles y reparaciones Locativas entre otros); no obstante, una mayor depreciación acumulada neta de \$55,282 (\$58,802 que equivale a la depreciación en lo corrido del año 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, menos la reversión de \$3,520 de las bajas) y el neteo entre reclasificaciones y ajustes \$9,071.

**Nota 3. Otros activos intangibles**

Con incremento en \$5,036, obedece principalmente por los traslados a operación en \$2,240 y compras de licencias y software \$3,754, no obstante, una mayor amortización acumulada neta de \$805 (\$816 que equivale a la depreciación en lo corrido del año por los traslados a operación y adquisición de licencias y software, menos la reversión de \$12 de las bajas).

**Nota 4. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar**

Disminuyó en \$13,379 básicamente por:

La porción no corriente disminuyó \$10,085, principalmente por:

- Servicios de energía disminuyó \$11,154, a causa de la facturación de los diferidos automáticos y el pago por parte de los usuarios de las cuotas facturadas, así como la finalización de 42.360 acuerdos de pago.
- Servicios de energía (Deterioro) disminuyó \$3,115, ocasionado por la reducción del saldo de los diferidos automáticos.
- Venta de bienes (Deterioro) aumentó \$944, se genera a causa de la reclasificación del grupo de cartera 26 y 72 de la cuenta 148019 servicios de energía a la cuenta 148011 venta de bienes, a partir del mes de marzo de 2021 y la aplicación de nuevo modelo de deterioro.
- Bienes comercializados disminuyó en \$423, generado principalmente por disminución de financiamientos bienes comercializados en \$861 y costo amortizado disminución de \$414.
- Créditos a empleados disminuyó \$673 por la amortización del crédito cesantías y cuotas mensuales.

La porción corriente aumentó \$3,294, principalmente por:

- Servicio de energía aumentó en \$24,578, ocasionado por los ingresos Mercado Regulado por facturar debido a que las ventas acumuladas a noviembre incrementaron en 1.194 GWh.
- Subsidios servicio de energía disminuyó \$28,380, debido a que se han recibido un total de 6 giros por valor \$179,841 lo que ha disminuido la cuenta por cobrar.
- Servicio de energía (Deudas Difícil Cobro) aumentó \$1,403 por el ingreso a cobro jurídico del Acueducto de Gamarra y Zona Franca.
- Bienes comercializados disminuyó \$736 debido a la finalización de 37.570 acuerdos de pago.

#### **Nota 5. Efectivo y equivalentes de efectivo**

Aumentó en \$39,799 lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumentó \$5,258, debido al traslado a 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 \$34,541, principalmente por recaudo de energía \$908,743, desembolsos de Empréstitos \$59,893 (BBVA \$44,197 y FINDETER \$15,696), subsidios recibidos \$166,876 y otros ingresos \$33,283. No obstante, las cuentas por pagar de la vigencia 2020 \$43,560, pago de operación comercial \$486,326, gastos de funcionamiento y de terceros \$452,952, pago créditos transitorios Banco Scotiabank Colpatria \$17,500, prepago con Davivienda \$57,100, abonos a capital de empréstitos \$53,615 e intereses pagados por \$23,035.

#### **Nota 6. Activo por impuesto sobre la renta corriente**

Con incremento en \$12,770, generado por el beneficio tributario de IVA en activos fijos reales productivos por \$5,504 y por el saldo a favor del impuesto sobre la renta \$7,266.

#### **Nota 7. Acreedores y otras cuentas por pagar**

Aumentó \$24,356 principalmente por:

La porción no corriente aumentó \$5,364, generado básicamente por la reclasificación del corto al largo plazo de los convenios FAER 2019 comprendido por los municipios de Convención, Sardinata, la Esperanza y los diferentes municipios asociados al proyecto de electrificación rural.

La porción corriente aumentó en \$18,992, generado básicamente por el neto de la causación principalmente en los rubros de bienes y servicios con \$10,733, proyectos de inversión \$1,801, Servicios \$1,754, otros acreedores \$1,870 y contratos de construcción \$2,834 lo cual obedece a los recursos registrados durante la vigencia 2021 para los contratos de la Gobernación, los nuevos contratos de los municipios de Convención, Sardinata, la Esperanza y los diferentes municipios asociados al proyecto de electrificación rural de los contratos FAER 2019 y FAZNI 2020, contratos que iniciaron su etapa de construcción y se encuentra en ejecución para la vigencia 2021

#### **Nota 8. Créditos y préstamos**

Disminuyó en \$67,569, lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente disminuyó \$77,239 generado por la reclasificación del largo al corto plazo en \$139,603. No obstante, el costo amortizado de la deuda en \$2,472 y los desembolsos de los empréstitos con el Banco BBVA \$44,197 y FINDETER \$15,696.

La porción corriente aumentó \$9,670 generado por intereses causados e indexados a costo amortizado por \$21,316 y reclasificación del largo a corto plazo \$139,603. No obstante, pago de créditos transitorios Scotiabank Colpatría \$17,500, prepago con Davivienda \$57,100, abonos a capital de empréstitos \$53,615 e intereses pagados por \$23,035.

#### **Nota 9. Beneficios a los empleados**

El incremento en \$11,272, corresponde principalmente a:

- \$8,709 generado por la actualización del pasivo realizado de conformidad con las Normas Internacionales de Información Financiera - NIC 19 de los Beneficios Post Empleo y Largo Plazo, obtenida del registro anual del Cálculo Actuarial bajo NIIF realizado por un Experto Actuarial.
- \$1,891 relacionado con en la actualización del pasivo realizado por el registro del costo por servicios, costo por intereses y pagos de los beneficios Post Empleo y Largo Plazo.
- \$672 del pasivo laboral principalmente por la consolidación de prestaciones sociales.

#### **Nota 10. Pasivo por impuesto diferido**

Con aumento de \$9,731, generado por el cambio en la tasa impositiva de renta por la reforma tributaria Ley 2155 de 2021, al pasar del 30% al 35% a partir del año 2022; adicionalmente, por las diferencias temporarias en las depreciaciones de activos fijos bajo NIIF por su vida útil y su costo atribuido, y bajo fiscal por la aplicación de turnos adicionales, así mismo, por la diferencia en rubros contables como el deterioro de cartera, provisiones y la valoración del cálculo actuarial de los beneficios a empleados.

#### **Nota 11. Impuesto sobre la renta por pagar**

Con incremento en \$6,920, corresponde a la variación por el cruce de la provisión de renta en \$47,242 con los anticipos y/o saldos a favor por \$40,322, generando pasivo a pagar respecto al año anterior, considerando que no es procedente cruzar el saldo a favor de la Declaración de Renta 2020 por \$7,482, debido a que en la presente vigencia se radicó solicitud de devolución ante la DIAN.

#### Nota 12. Impuestos contribuciones y tasas por pagar

Con incremento en \$7,252, generado básicamente por la contribución adicional de la SSPD vigencia 2020 en \$6,778, ante la cual se interpuso demanda, adicionalmente, mayor retención en la fuente por pagar en \$485, Impuesto de Industria y Comercio por \$17 y menor IVA por \$28.

#### Nota 13. Prestación de Servicios

Incrementó en \$84,873, principalmente por:

Venta de energía: Presenta un incremento del 9% correspondiente a \$63,633, principalmente producto de una mayor tarifa promedio de venta en \$40/kWh versus la del año anterior generando mayores ingresos por valor de \$46,800 dados los ajustes al plan de inversiones, aplicación de la circular 012 y 024 en el cálculo de los cargos Dt del OR CENS. Así mismo se presenta un crecimiento de la demanda en 27 GWh que representa un mayor ingreso por \$16,833 en comparación a las cifras del año anterior

Beneficio por uso de redes: presenta incremento de \$11,575:

- SDL (Sistema de Distribución Local), Presenta incremento de \$5,599, producto de ajustes realizados al cargo del OR el cual se traduce en un mayor valor recibido por ADD debido a la brecha del cargo propio vs DtUN respecto al año anterior, también se evidencia crecimiento leve de la demanda de los clientes atendidos por otros comercializadores.
- Sistema de Transmisión Regional - STR Presenta aumento \$5,482, debido a los ajustes de la demanda y al ingreso anual del nivel de tensión 4 de acuerdo con las inversiones realizadas en los cambios de anualidad calculado por el administrador del mercado mayorista en aplicación de la Resolución CREG015/18, así mismo el crecimiento de la variable macroeconómica IPP ayuda a mejorar el ingreso respecto al año anterior.
- Sistema de Transmisión Nacional - STN Presenta aumento \$481, por la actualización del ingreso anual reconocido IAT y a la variación de variable macroeconómica IPP.

Otros servicios: presenta incremento de \$8,724

- Instalación, conexión y reconexión, presenta incremento de \$2,178, generado básicamente a la reactivación de las operaciones, por otra parte, en el 2020 no se realizaron cortes ni se generaron reconexiones por la emergencia sanitaria
- Compensación y descuentos de energía presenta una disminución de \$3,428, atribuida a que aún no se aplican compensaciones en el mercado regulado para el 2021 debido a que se encuentra en requerimiento ajuste al sistema comercial para su correcto cálculo.
- Intereses con incremento de \$2,432, generado por mayores financiaciones en la liquidación de intereses corrientes, la valoración del costo amortizado y mayor valor en el recaudo de intereses por mora.
- Comisiones (Facturación y recaudos) con incremento de \$679, generado básicamente por mayores comisiones por los servicios de facturación y recaudo a terceros.

Contratos de construcción con incremento de \$941, generado por los contratos del FAER 2019 recursos de terceros y administración y FAZNI 2020

#### Nota 14. Costos Prestación de Servicios

Incrementó en \$51,376, generado principalmente por Costos de operación comercial en \$31,321:

Compra de energía: con aumento de \$6,884 explicado por:

- Compra en bolsa disminuye \$10,452 se han comprado 79 GWh más que el año anterior, pero éstas fueron adquiridas a una tarifa promedio de \$149 siendo esta menor en \$143 \$/kWh en comparación a la del año anterior.
- Compra en contratos aumenta en \$17,336 principalmente por una mayor tarifa de \$21 comparada con la del año anterior.

Otros costos con aumento en \$24,436:

- Restricciones aumentó \$17,410 por variaciones en el cargo R, debido al comportamiento del PB y restricción en la red del atlántico también se ha presentado aumento en generación en reconciliación por generación de seguridad asociada a restricciones eléctricas y/o soporte de voltaje del STN, así como por mínimos obligatorios por caudal ambiental de las unidades hidráulicas, lo que ha generado menor disponibilidad de la infraestructura aumentado el valor de las restricciones.
- STN: aumento en \$3,687 debido al crecimiento de la demanda lo cual hace que se deban transportar mayor energía en el SIN.
- STR: aumentó en \$2,943, crecimiento de la demanda y ajuste al cargo Dt por el reconocimiento de los activos a los demás transmisores que hacen parte del Centro Sur con metodología CREG 015/18.
- SDL y ADD aumentó en \$162 principalmente por el aumento en variables macroeconómicas mayores unidades transportadas registrada en la frontera comercial Cáchira que se tiene con el OR ESSA y los costos derivados de la liquidación realizada por XM en el ADD.
- Costo de conexión aumentó \$60 debido al comportamiento creciente del IPP en el presente año.
- CND, SIC y LAC: aumentó \$146 ajustes a los cargos para liquidación de conceptos o servicios prestados por XM en cumplimiento de resoluciones CREG.



**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