

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. del Grupo EPM
 Cifras expresadas en millones de pesos colombianos
 A diciembre 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 \$18,937, generado por la inversión en \$78,880 ocasionada principalmente por reposición y expansión de redes de distribución \$17,418, plan perdidas de Energía CREG 015/2018 \$13,020, plan expansión del STN y STR \$4,907, líneas de transmisión \$2,552, obras civiles subestaciones \$2,041, material de bodega \$26,222, el saldo de la reclasificación por beneficio tributario AFRP por \$735 (Devolución \$4,368 menos materialización del beneficio tributario por \$3,634), compra de redes particulares \$2,260, reconocimiento inicial y actualización provisión ambiental por \$1,810, reparación de transformadores por \$512 y compras de activos por \$1,994 consistentes en vehículos, equipos hidráulicos, router, swtch, módulo IPS y reparaciones locativas entre otros. no obstante, una mayor depreciación acumulada de \$55,702, 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, el traslado a operación por concepto de servidumbre de la Línea Belén - Ínsula en \$3,117, el neteo por la reclasificación de servidumbre a la cuenta de terrenos y de Líneas y cables de transmisión para servidumbre en \$781 y bajas por \$460 consistentes en equipos de subestaciones, el edificio de suministros antigua bodega de CENS y Trafo de potencia por siniestro.

Nota 3. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

Incrementó en \$4,516 básicamente por:

La porción no corriente incrementó en \$15,590, principalmente por:

- Servicios de energía en \$23,409, generado por la reclasificación de corto a Largo plazo de los convenios existentes.
- Servicios de energía (Deterioro) incrementó en \$7,209 ocasionado principalmente por la vinculación de clientes a energía recargable \$1,667 y el diferido a largo plazo por \$5,542.
- Bienes comercializados disminuyó en \$249, generado principalmente por el costo amortizado y salida de acuerdos de pagos.

- Créditos a empleados disminuyó en \$362, básicamente por la aplicación en pignoración de cesantías \$786, abonos por \$686 traslado del largo al corto plazo \$84; no obstante, la causación de intereses \$217, el costo amortizado \$226 y nuevos préstamos \$751.

La porción corriente disminuyó en \$11,074, principalmente por:

- Bienes comercializados disminuyó en \$1,336, generada básicamente por la reclasificación de conceptos en el facturador, al pasar Bienes comercializados a Servicios de energía.
- Subsidios servicio de energía disminuyó en \$49,060, generado por el giro recibido del ministerio por \$179,841; no obstante, el déficit en lo corriendo del año \$130,454, contribuciones no recaudadas mayores a seis meses por \$327.
- Arrendamientos operativos disminuyó en \$1,565, principalmente por: el contrato de conexión (socuavo) con \$1,620 generado por los pagos realizados por Ecopetrol durante el año y por el Arrendamiento de infraestructura (postes) con \$54 atribuido por la entrada en vigencia de la resolución CRC 5890 de 2020 que disminuye los topes máximos que se cobran por este servicio regulatorio.
- Servicio de energía (Deudas Difícil Cobro) disminuyó \$539, por la salida de cobro jurídico de 13 clientes, 9 residenciales, 3 comerciales y 1 oficial de los cuales 2 cancelaron de contado y 11 financiaron siendo significativo el acuerdo de pago realizado con el Municipio de Convención \$292.
- La cartera de energía incrementó en \$41,343, atribuido a que las ventas respecto al año anterior incrementaron en el 10.17%, generando una mayor facturación de \$67, a participación de la cartera el 67% se encuentra edad 0, en edad de 1 - 30 días se encuentra el 11%, 31 - 60 días el 5% y mayor a 60 días el 17%; no obstante, las acciones de contención y recuperación de cartera permitieron el cumplimiento de la meta del indicador de cartera propuesto cerrando en 3.02%.
- Derechos cobrados por terceros incrementó en \$881, atribuida al valor recaudado durante los últimos días de diciembre de 2020 por las empresas J.J.Pita, Coompecens, Coguasimales, los cuales son aplicados en los primeros días del mes de enero 2021.
- Servicio de energía (Deterioro) aumentó \$1,385, por efectos del Covid 19 el cual ha tenido mayor impacto en la cartera total se observa que la composición de la provisión el 59% es residencial, el 13% oficial, el 8% Comercial, el 8% Industrial y el 12% restante está representado por provisionales, alumbrado público, SDL, STR y acueductos. No obstante, la gestión de cartera continua ha permitido normalizar las obligaciones que tiene los usuarios y principalmente las opciones de pago aceptadas es la financiación.
- Otros deudores (Deterioro) disminuyó \$914 generada principalmente por el pago de ECOPETROL, UNION TEMPORAL F y R e INGEOMEGA SAS.

Nota 4. Efectivo y equivalentes de efectivo

Aumentó en \$85,713 lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumentó en \$20,720, obedece principalmente al traslado del corto al largo plazo de los contratos FAER 2019.

La porción corriente aumentó en \$64,993, principalmente por los desembolsos del Empréstito del Banco Occidente por \$20,000, Banco BBVA \$17,500, Banco Davivienda \$15,000, FINDETER \$15,696 y crédito transitorio Banco Scotiabank Colpatria por \$35,000; los subsidios recibidos por \$179,841, ingresos restringidos recibidos por el Ministerio de Minas y Energía para los contratos FAER 2020 por \$16,121 y traslado del corto plazo a largo plazo de los recursos de los contratos FAER por \$20,872. No obstante, las cuentas por pagar de la vigencia 2019 en \$40,884, pago créditos de tesorería Banco de Bogotá por \$7,000; abono capital empréstito Banco Popular por \$21,563, Banco de Bogotá \$21,229 y abono a capital Banco Scotiabank Colpatria \$17,500 e intereses pagados por \$31,419.

Nota 5. Créditos y préstamos

Aumentó \$31,497 lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumentó en \$31,894, generado por el desembolso del empréstito con el Banco de Occidente \$20,000, Banco BBVA \$17,500, Davivienda \$15,000 y FINDETER \$15,696. No obstante, reclasificación del largo plazo a corto plazo en \$34,519 y costo amortizado de la deuda en \$1,782.

La porción corriente disminuyó en \$397, generada por pago del crédito del Banco Bogotá por \$7,000, abono capital empréstitos largo plazo del Banco Popular por \$21,562, Banco de Bogotá \$21,229, abono Capital Crédito transitorio del Scotiabank Colpatria S.A por \$17,500 y los intereses pagados de \$31,419. No obstante, desembolso de crédito Transitorio con el Banco Scotiabank Colpatria en \$35,000, intereses causados e indexados a costo amortizado por \$28,794 reclasificación del largo plazo al corto plazo \$34,519.

Nota 6. Prestación de Servicios

Incrementó en \$91,403, principalmente por:

Venta de energía: presenta crecimiento del 13% equivalente a \$86,088, de los cuales se distribuyen \$21,663 por mayores unidades de energía vendidas 37 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 \$52 los cuales representan \$64,425 en comparación al año anterior.

Beneficio por uso de redes:

- SDL (Sistema de Distribución Local), presenta disminución de \$1,110 producto que la ejecución del 2020 se descuenta el rezago 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.
- Sistema de Transmisión Regional -STR, refleja aumento de \$4,109, generado por el reconocimiento de la base remuneratoria de los activos del transmisor de acuerdo CREG 015/2018 y reporte circular 024/2020.

- Sistema de Transmisión Nacional- STN, presenta variación de 7%, equivalente a \$210, toda vez que en el mes de septiembre de 2019 se penalizó el ingreso del transmisor nacional por demanda no atendida en cumplimiento de la Resolución CREG 093 Y 094 de 2012.

Nota 7. Costo prestación de servicios

Incrementó en \$62,156, generado principalmente por Costos de operación comercial en \$49,972:

Compra de energía: con aumento de \$37,544 explicado por:

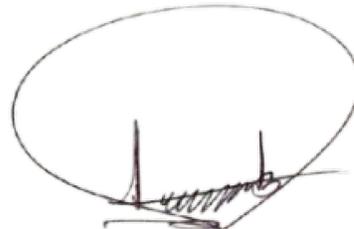
- Compra en bolsa disminuyó \$13,283 explicado por menores unidades compradas dada la disminución unidades físicas compradas 76 GWh durante el 2020.
- Compra en contratos aumentó en \$50,827 por mayor cobertura a largo plazo en atención al crecimiento de la demanda frente al año anterior, se contrataron 72 GWh más.

Otros costos con aumento en \$12,428:

- Restricciones aumentó \$524 principalmente por variaciones en el cargo R durante el año 2020, no obstante se obtuvieron beneficios 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-julio 2020, durante el año 2020 se ha presentado variabilidad del costo, 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.
- STN: incrementó en \$6,258 producto de aumento en el cargo por el crecimiento del IPP y por mayor energía transportada.
- STR: aumentó en \$7,198 producto de crecimiento de la demanda y el reconocimiento de los activos a los demás OR con metodología CREG 015/18 que hacen parte del Centro Sur.
- SDL y ADD disminuyó en \$1,324, por la variación de la brecha del DtUN vs el cargo propio considerando que para el 2020 la condición presentada ha sido deficitaria.
- Costo de conexión disminuyó \$223, debido a la redistribución del costo de acuerdo al ajuste al porcentaje de AOM, CND, SIC y LAC: Au.



JOSÉ MIGUEL GONZÁLEZ 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