

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. del Grupo EPM
Cifras expresadas en millones de pesos colombianos
A abril 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 \$49,850, por la inversión realizada en el periodo y el movimiento de activos en \$107,197 ocasionada principalmente por plan expansión del STN y STR \$22,122, reposición y expansión de redes de distribución \$16,225, Control y reducción de pérdidas \$15,838, Subestación Tibú Campo Dos \$4,292, Aguachica Gamarra \$2,821, líneas de transmisión \$2,380, material de bodega \$27,528, compra de redes de particulares \$2,564, reparación de transformadores \$600, compra de Activos por \$2,916 consistentes en equipo de pruebas, equipo hidráulico tipo Grúa, vehículo tipo camión doble cabina y cabina sencilla, Video Beam, Tablet, equipo DRON para inspección y monitoreo, estación de videoconferencia y Fibra Óptica entre otros; no obstante, una disminución en \$57,347, principalmente por mayor depreciación acumulada de \$54,009, por los trasladados 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 \$908.

Nota 3. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

Incrementó en \$24,703, obedece principalmente a:

- La porción no corriente incrementó en \$1,516 por el incremento de bienes comercializados en \$1,995 servicio de energía \$1,204, créditos a empleados por \$3; no obstante, el incremento de servicios de energía (deterioro) en \$1,552 y la disminución de Créditos a Empleados \$134.
- La porción corriente aumentó en \$23,186, principalmente el servicio de energía \$40,410, Derechos cobrados por terceros \$758, Difícil Cobro \$407, Créditos a empleados, embargos judiciales, Otros servicios y Comisiones \$149; no obstante, presentó disminución de Subsidios \$9,002, Bienes Comercializados por \$5,636, Arrendamiento Operativo \$224, y por el incremento de servicio de energía y otros deudores (deterioro) en \$3,515.

Nota 4. Efectivo y equivalentes de efectivo

Aumentó en \$48,825, lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente con aumento en \$12,582, 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 con aumento en \$36,243, principalmente por 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

Nota 5. Créditos y préstamos

Incrementó en \$62,510 lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente con aumento en \$57,473 generado por el desembolso del empréstito con el Banco Davivienda en \$30,000, Banco de Occidente \$55,000; no obstante, el costo amortizado de la deuda en \$181 y la reclasificación del largo al corto plazo en \$27,346.

La porción corriente con aumento en \$5,037, generado por desembolso del crédito transitorio con el Banco de Occidente en \$10,000, crédito transitorio con el Scotiabank Colpatria en \$35,000, intereses causados e indexados a costo amortizado por \$ 31,270 y reclasificación del largo a corto plazo \$27,346; no obstante, pago del crédito de tesorería con el Banco BBVA \$20,000, 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 \$7,057 y los intereses pagados por 30,293.

Nota 6. Prestación de Servicios

Incrementó en \$30,901, principalmente por:

Venta de energía:

Presenta un aumento 15.7% correspondiente a \$26,386, producto de una mayor tarifa de venta en 23.7 \$/kWh que aporto \$9,128, se presentan mayores ventas de 31 GWh que representaron \$17,257 de mayores ingresos, el sector no residencial aumento en 5.6 GWh, principalmente el sector comercial e industrial , en el sector residencial se tienen mayores ventas de 25.7 GWh sobre todo en los estratos 1 y 2 con 9.2 y 9.6 GWh respectivamente, principalmente para el 2020 el sector residencial crece debido a la medida de aislamiento preventivo generado por covid-19 y la temperatura promedio, 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.

Beneficio por uso de redes:

- SDL (Sistema de Distribución Local), presenta aumento de \$3,232, 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.
- Sistema de Transmisión Regional -STR, refleja aumento de \$2,501 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

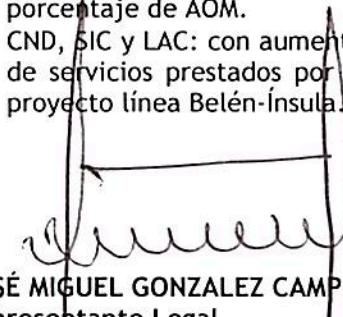
Incrementó en \$18,019, generado principalmente por Costos de operación comercial en \$17,041:

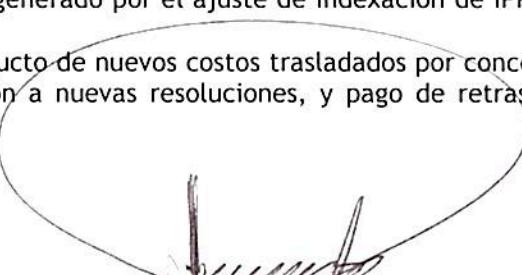
Compra de energía: con aumento de \$16,621 explicado por:

- Compra en bolsa con disminución de \$4,312 ocasionado por error en el valor estimado para el mes abril 2020 ya que se reportó el costo real por \$2,500 pero no se contempló el efecto sobre los estimados del mes anterior, por lo cual se espera corregir el próximo periodo. El menor valor en compra en bolsa es explicado por contracción de la demanda dada la condición de aislamiento a causa del covid-19 repercutiendo en cierre de la industria y el comercio.
- Compra en Contratos aumentó \$20,932 por mayor cobertura a largo plazo crecimiento de la demanda frente al año anterior 53.5 GWh.

Otros costos con disminución de \$420:

- Restricciones Disminuyeron \$2,924 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.
- STN: Aumentó en \$2,069 producto de aumento en el cargo por el crecimiento del IPP y por mayor demanda de energía transportada.
- STR: Aumentó en \$1,428 producto de crecimiento de la demanda y el reconocimiento de los activos con metodología CREG 015/18.
- Costo de conexión: con aumento de \$79, generado por el ajuste de indexación de IPP y el porcentaje de AOM.
- CND, SIC y LAC: con aumento de \$82 producto de nuevos 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 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

