

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. del Grupo EPM
Cifras expresadas en millones de pesos colombianos
A diciembre de 2019 y 2018

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 \$53,062, por la inversión realizada en el periodo y el movimiento de activos en \$113,438 ocasionada principalmente por plan expansión del STN y STR \$25,156, Control y reducción de pérdidas \$17,054, reposición y expansión de redes de distribución \$15,319, Subestación Tibú Campo Dos \$5,128, Aguachica Gamarra \$4,051, material de bodega \$27,955, compra de redes de particulares \$2,820, reparación de transformadores \$594, compra de Activos por \$3,282 consistentes en equipo de pruebas, equipo hidráulico tipo Grúa, vehículo tipo camión doble cabina y cabina sencilla, computadores, Video Beam, Tablet, equipo DRON para inspección y monitoreo, estación de videoconferencia y Fibra Óptica entre otros; no obstante, una disminución en \$60,375, básicamente por mayor depreciación acumulada de \$52,717, 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 \$6,533 y bajas por \$631.

Nota 3. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

Incrementó en \$29,432, obedece principalmente a:

- La porción no corriente incrementó en \$826 obedece principalmente por el incremento de bienes comercializados en \$1,615, servicio de energía \$467; no obstante, la disminución créditos a empleados \$69 y créditos a exempleados por \$5 y por el incremento de servicios de energía (deterioro) en \$1,182.
- La porción corriente aumentó en \$28,606, obedece principalmente por servicio de energía \$25,651, Subsidio de Energía \$12,114, Servicio de Energía Difícil Cobro \$2,007, Arrendamiento Operativo \$1,356, Para Bienes \$593. No obstante, se presentó disminución de Bienes Comercializados por \$5,398, derechos cobrados por terceros \$1,166, Otros deudores \$735 y por el incremento de servicio de energía y otros deudores (deterioro) en \$5,897.

Nota 4. Efectivo y equivalentes de efectivo

Aumentó en \$25,668, lo cual obedece principalmente a:

La no porción corriente disminuyó en \$317, obedece a mayor ejecución del convenio con Ecopetrol durante la vigencia.

La porción corriente aumento en \$25,985, lo cual obedece principalmente a 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 la inversión efectuada entre enero y diciembre del 2019, pagos a capital e intereses empréstitos.

Nota 5. Créditos y préstamos

Incrementó en \$57,490 lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumentó \$53,650 generado por el desembolso del empréstito con el Banco Davivienda en \$64,000, Banco de Occidente \$35,000; no obstante, la reclasificación del largo al corto plazo en \$45,350.

La porción corriente aumentó de \$3,840, generado por desembolso de crédito de tesorería con el Banco Bogotá en \$7,000, Desembolso crédito transitorio con el Banco de Occidente en \$10,000 intereses causados e indexados a costo amortizado por \$ 30,851 reclasificación del largo a corto plazo \$45,350; no obstante, pago de los créditos de tesorería: Bancolombia por \$7,000, Banco BBVA \$20,000, Banco de Occidente Crédito Transitorio por \$10,000; Abono capital empréstitos largo plazo del Banco de Bogotá por \$18,615, Banco Popular por \$3,903y los intereses pagados de \$29,843.

Nota 6. Provisiones

Presentó una disminución en \$1,739, principalmente por la provisión de Litigios y Demandas con \$1,409, principalmente por procesos laborales terminados a favor de CENS \$3,433 (Luis Alberto Peña y otros \$3,172), laborales terminados con pago \$333; no obstante, por nuevos procesos laborales \$1,815 (Carlos Omar Rincón Carrillo \$655, Leidy Rincón \$168, Jhonatan Acevedo \$156, Jaime Quintana \$143), variación en la valoración \$611.

Nota 7. Prestación de Servicios

Incrementó en \$102,600, principalmente por:

Venta de energía

- Presenta un aumento del 16% correspondiente a \$90,553, producto de una mayor tarifa de venta en 30.1 \$/kWh que aportó \$33,917 que incluye el reconocimiento de ingresos por Resolución CREG 015/18 por \$6,446, se presentan mayores ventas de 106.3GWh que representaron \$56,616 de mayores ingresos, el sector no residencial aumento en 21.9 GWh, principalmente el sector comercial e industrial , en el sector residencial se tienen mayores ventas de 84.5 GWh sobre todo en los estratos 1 y 2 con 28.9 y 33.2 GWh respectivamente, principalmente por el aumento de la temperatura promedio, aumento

vegetativo de los clientes en 4% respecto al año anterior, y crecimiento del costo del Cu promedio, a nivel de grupo CENS presenta tendencia positiva en las ventas a usuario final.

- En Bolsa: Presenta una disminución correspondiente a \$7,107, producto a la terminación del contrato de venta de energía a Enertolima y un menor porcentaje contratación durante el año en curso.

Beneficio por uso de redes

- SDL (Sistema de Distribución Local), presenta un aumento del 71% frente al año anterior acumulado correspondiente a \$13,072, que incluye los ingresos por Resolución CREG 015/18 por \$9,071 durante el año 2019, así mismo se transportaron mayores unidades que aportan \$3,101 por facturación y mayores ingresos por ADD \$900 del cargo propio del OR frente al DtUN, variaciones presentadas en el IPP en lo corrido del año, y traslado de usuarios del comercializador incumbente hacia otro agente, se requiere diversificación de portafolio de servicio para realizar mayores acciones que permitan recuperar clientes al comercializador incumbente aumentando los ingresos en el MR.
- Sistema de Transmisión Nacional -STN, con disminución de \$109 correspondiente a 4% en comparación al año anterior esto debido a las penalizaciones causadas por los eventos que generaron ENS (energía no suministrada) durante el periodo 2015 y 2016 y eventos que causaron horas a compensar de acuerdo a resoluciones CREG 093 Y 094 de 2012 por \$179 disminuyendo el ingreso del mes de septiembre, actualmente por parte gestión de activos se adelanta los análisis de riesgos sobre los circuitos a nivel de STN para definir los controles y mejoras que garanticen la atención de la demanda ante eventos que se puedan derivar.
- Sistema de Transmisión Regional -STR, con crecimiento de \$5,670 los cuales incluye los ingresos rezagados por Resolución CREG 015/18 por valor de \$4,372 durante el año 2019 y \$1,298 por aumento de la demanda y crecimiento en el CD4 por aumento del IPP, del mismo modo se afectó el ingreso acumulado por STR en comparación al año anterior esto debido a las penalizaciones causadas por los eventos que generaron ENS (energía no suministrada) durante el periodo 2015 y 2016 de acuerdo a resoluciones CREG 093 Y 094 de 2012 por \$390 disminuyendo el ingreso esperado del mes de septiembre, por parte gestión de activos se adelanta los análisis de riesgos sobre los circuitos críticos a nivel de STR para repotenciar líneas y establecer nuevos enlaces de respaldo en las zonas afectadas por orden público con el fin definir los controles y mejoras que garanticen la atención de la demanda ante eventos que se puedan derivar.

Nota 8. Otros Ingresos

Con disminución en \$13,644 originados principalmente por:

- Recuperaciones no efectivas con disminución de \$14,495 atribuido principalmente en el rubro de litigios y demandas por \$13,557, de procesos finalizados sin pago \$16,078 ya que en el año 2018 se dio la negación del incidente de nulidad presentado por la sociedad CHIVOR S.A. E.S.P., \$15.394, cambios de probabilidad en los laborales \$828 (Carlos Salamanca y otros \$502, Daniel Suárez \$326); no obstante, aumentos por procesos laborales terminados a favor de CENS por \$3,457 (Luis Peña y otros \$3,195), variación en la valoración de los administrativos \$183 (William Ramírez \$95).
- Recuperación efectiva con disminución de \$1,813 generada principalmente por el cobro al Ministerio de Minas y Energía de la contribución devuelta al Condominio del Edificio Santander de acuerdo a la sentención del tribunal administrativa de Norte de Santander en el año 2018.

- Otros ingresos ordinarios con incremento de \$2,372 generado básicamente por la recuperación de costo del servicio pasado de aportes (\$2,031) de acuerdo al cálculo actuarial en la vigencia del 2019, de acuerdo a la Ley 2010/2019.

Nota 9. Costo prestación de servicios

Incrementó en \$58,204, generado principalmente por Costos de operación comercial en \$45,013:

Compra de energía: con aumento de \$54,079 explicado por:

- Compra en bolsa aumentó de \$51,424, ocasionado por una mayor compra de 190.7 GWh, que representó \$45,522, adicionalmente una mayor tarifa de compra en 96\$/kWh que aportó \$5,902.
- Compra en Contratos aumentó \$2,655, se obtuvo una menor compra de 101.1GWh, disminuyendo \$19,138 de lo cual se atendió la demanda con energía en bolsa, y una mayor tarifa de compra en \$16 \$/kWh respecto a la del año anterior \$173.3/kWh, equivalentes a \$21,792.

Otros costos con disminución de \$9,066:

- Restricciones Disminuyó en \$21,231 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 \$8,065 producto de aumento en el cargo por el crecimiento del IPP y por mayor demanda de energía transportada.
- STR: Aumentó en \$2,683 producto de crecimiento de la demanda.
- Costo de conexión: Aumentó en \$162 debido a la reclasificación en la cuenta contable del contrato que se tiene con ISA por el uso de los activos, considerándose como arrendamiento implícito.
- SDL y ADD: aumentó \$816 por la variación de la brecha del DtUN vs el cargo propio.
- CND, SIC y LAC: aumentó \$438 producto de verificaciones quinquenales, nuevos 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