

CENTRALES ELECTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. del Grupo EPM Cifras expresadas en millones de pesos colombianos A agosto 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 \$35,744, por la inversión realizada en el periodo y el movimiento de activos en \$95,124 ocasionada principalmente por reposición y expansión de redes de distribución \$18,045, Control y reducción de pérdidas \$14,884, plan expansión del STN y STR \$13,115, Reposición de Subestaciones \$3,820, líneas de transmisión \$2,510, Subestación Tibú Campo Dos \$2,413, Obras civiles de subestaciones \$1,875, material de bodega \$30,325, compra de redes de particulares \$1,438, reparación de transformadores \$551, compra de Activos por \$2,264 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 \$59,380, principalmente por mayor depreciación acumulada de \$54,982, 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 \$2,164 y bajas por \$837.

Nota 3. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

Incrementó en \$52,944 y obedece principalmente a:

- La porción no corriente disminuyó en \$2,653, principalmente por Créditos a Empleados \$651 y bienes comercializados \$150; no obstante, por incremento en Servicio de Energía \$1,760 y servicios de energía (deterioro) en \$3,612.
- La porción corriente aumentó en \$55,597, principalmente por el servicio de energía \$94,824, Derechos cobrados por terceros \$994, Difícil cobro \$920, Cuentas por Cobrar al contratante \$165, Otros deudores \$263. No obstante, por disminuciones en subsidio de energía \$23,626, bienes comercializados \$1,267, arrendamiento operativo \$1,258 y por el incremento en servicio de energía y otros deudores (deterioro) en \$15,394 y \$187 respectivamente.



Nota 4. Efectivo y equivalentes de efectivo

Aumentó en \$32,682, lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumentó en \$20,448 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 aumentó en \$12,234, 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; No obstante pagos realizados de la inversión efectuada entre septiembre 2019 y agosto del 2020, pagos a capital e intereses empréstitos.

Nota 5. Activo por impuesto sobre la renta corriente

Presenta una disminución de \$12,105, por el neteo del impuesto por pagar en el periodo 2020, con las autorretenciones del periodo y saldos a favor en renta del 2019.

Nota 6. Acreedores y otras cuentas por pagar

Incrementó en \$23,438, lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumentó en \$19,020, corresponde a los recursos registrados durante la vigencia 2020 para los contratos de Ecopetrol y los nuevos contratos de Convención, Sardinata y los diferentes municipios asociados al proyecto de electrificación rural de los convenios FAER 2019, que iniciaron la etapa de construcción con recursos de terceros.

La porción corriente aumentó en \$4,418, principalmente por registros de recursos de los contratos en administración FAER 105, FAER 313, los nuevos FAERES 2019 con los diferentes municipios asociados al proyecto de electrificación rural y el convenio de la Gobernación de Norte de Santander, todos estos en ejecución de la etapa de construcción con \$3,936.

Nota 7. Créditos y préstamos

Disminuyó en \$23,809 lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumentó en \$31,208, generado por el desembolso del empréstito con el Banco de Occidente \$55,000 y Banco BBVA \$5,000; no obstante, el costo amortizado de la deuda en \$1,655 y la reclasificación del largo al corto plazo en \$27,137.

La porción corriente disminuyó en \$7,399, generado por el pago del crédito de tesorería con el Banco BBVA \$5,000, 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 \$17,555, Scotiabank Colpatria \$5,000 y los intereses pagados por \$32,036. No obstante, desembolso del crédito transitorio con el Scotiabank Colpatria en \$35,000, intereses causados e indexados a costo amortizado por \$31,284 y reclasificación del largo a corto plazo \$27,137.



Nota 8. Pasivo por impuesto diferido

Disminución de \$ 20,123, generado por los cambios en las tasas impositivas por reforma al pasar del 33% al 32% para el 2020, el 31% para 2021 y 30% para 2022, principalmente en el costo atribuido, la eliminación de turnos adicionales, el costo amortizado de las cuentas por cobrar y el deterioro cartera, así mismo, los beneficios empleados debido a la valoración del cálculo actuarial por cada norma.

Nota 9. Prestación de Servicios

Incrementó en \$83,412, principalmente por:

Venta de energía: presenta un crecimiento del 18.3% con el año anterior equivalente a \$76,928, de los cuales se debe tener presente que producto de una mayor estimación de \$14,363 en el mes de agosto 2020 por concepto de saldo acumulado de la opción tarifaria, que a su vez afecta la tarifa promedio en \$17, por otra parte las ventas de energía crecen en 34 GWh frente al año anterior con mayor participación del sector residencial, considerando que las mayores ventas están influenciadas por mayor demanda del sector residencial dada las condiciones de aislamiento preventivo por covid-19 durante el 2020.

Beneficio por uso de redes:

- SDL (Sistema de Distribución Local), presenta aumento de \$4,846, 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 \$5,076 atribuido al ajuste realizado al ingreso del transmisor de acuerdo CREG 015/2018 se ajusta el balance en los ingresos acumulados.

Nota 10. Costo prestación de servicios

Incrementó en \$36,627, generado principalmente por Costos de operación comercial en \$37,358:

Compra de energía: con aumento de \$36,508 explicado por:

- Compra en bolsa aumenta \$494 es explicado por mayores precios de energía dada la disminución y riesgo de los embalses hídricos en los primeros meses del año 2020.
- Compra en contratos aumenta en \$36,014 por mayor cobertura a largo plazo en atención al crecimiento de la demanda frente al año anterior, se contrataron 82.5 GWh respectivamente

Otros costos con aumento en \$850:

- Restricciones disminuyó \$7,563 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 de tiempo enero-mayo 2020.
- STN: aumentó en \$5,056 producto de aumento en el cargo por el crecimiento del IPP y por mayor demanda de energía transportada.



- STR: aumentó en \$4,291 producto de crecimiento de la demanda y el reconocimiento de los activos con metodología CREG 015/18.
- Costo de conexión disminuyó \$63 debido al ajuste de indexación de IPP y el porcentaje de AOM.
- SDL y ADD disminuyó en \$1,046 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: aumentó \$177 costos trasladados por conceptos de servicios prestados por XM en atención a nuevas resoluciones, y pago de retraso en proyecto línea Belén-Insula

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