

CENTRALES ELÉCTRICAS DEL NORTE DE SANTANDER S.A. E.S.P. del Grupo EPM
 Cifras expresadas en millones de pesos colombianos
 A noviembre 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 \$14,818, por la inversión realizada en el periodo y el movimiento de activos en \$78,820 ocasionada principalmente por reposición y expansión de redes de distribución \$27,345, Control y reducción de pérdidas \$20,656, Reposición de Subestaciones \$7,632, plan expansión del STN y STR \$7,198, Obras civiles de subestaciones \$2,372, líneas de transmisión \$2,096, Subestación Tibú Campo Dos \$1,646, material de bodega \$1,346, compra de redes de particulares \$1,479, reparación de transformadores \$502, compra de Activos por \$1,305 consistentes en Fibra Óptica, Equipos de Pruebas, Ruoter, UPS y Reparaciones Locativas entre otros; no obstante, una disminución en \$64,002, principalmente por mayor depreciación acumulada de \$55,149, 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 \$4,324 y bajas por \$677.

Nota 3. Deudores comerciales y otras cuentas por cobrar

Incrementó en \$83,394 y obedece principalmente a:

- La porción no corriente incrementó en \$12,683, principalmente por servicios de energía en \$23,841; no obstante, disminución en créditos a empleados \$414 y bienes comercializados \$233 y por el aumento en Servicio de Energía (deterioro) en \$10,511.
- La porción corriente aumentó en \$70,711, obedece principalmente por el servicio de energía \$65,340, subsidio de energía \$14,218, derechos cobrados por terceros \$1,799 y servicio de energía (deterioro) \$6,261. No obstante, disminución por arrendamiento operativo \$1,823, bienes comercializados \$1,368, otros deudores \$536, para bienes \$528 y otros deudores (deterioro) \$98.

Nota 4. Efectivo y equivalentes de efectivo

Aumentó en \$15,172 lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente con aumento de \$20,864, 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 con disminución de \$5,692, principalmente por pagos realizados de la inversión efectuada entre diciembre de 2019 y noviembre de 2020, pagos a capital e intereses empréstitos. No obstante, los desembolsos de los empréstitos, los subsidios recibidos durante la vigencia y los ingresos restringidos recibidos por el Ministerio de Minas y Energía para los contratos FAER.

Nota 5. Créditos y préstamos

Aumentó \$42,641 lo cual obedece principalmente a:

La porción no corriente aumentó en \$55,208, generado por los desembolsos del empréstito con el Banco de Occidente \$55,000, Banco BBVA \$17,500 y Davivienda \$15,000. No obstante, el costo amortizado de la deuda de \$1,931 y la reclasificación del largo al corto plazo en \$30,361.

La porción corriente disminuyó en \$12,567, por pago del crédito de tesorería con el Banco Bogotá \$7,000, Banco de Occidente Crédito Transitorio por \$10,000 y por los abonos a capital de empréstitos largo plazo con el Banco de Bogotá por \$21,229, Banco Popular por \$20,313, Scotiabank Colpatria \$17,500 y los intereses pagados por \$31,525. No obstante, desembolso del crédito transitorio con el Scotiabank Colpatria de \$35,000, intereses causados e indexados a costo amortizado por \$29,639 y reclasificación del largo a corto plazo \$30,361.

Nota 6. Prestación de Servicios

Incrementó en \$95,908, principalmente por:

Venta de energía: Presenta crecimiento del 15% equivalente a \$86,719, de los cuales se distribuyen \$ 21,997 por mayores unidades de energía vendidas 38 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 \$57 los cuales representan \$64,742 en comparación al año anterior.

Beneficio por uso de redes:

- SDL (Sistema de Distribución Local), Presenta aumento de \$5,162, 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, así mismo un ingreso adicional por CPROG liquidado a los otros comercializadores.
- Sistema de Transmisión Regional -STR, refleja aumento de \$7,797 atribuido al ajuste realizado al ingreso del transmisor de acuerdo CREG 015/2018 se ajusta el balance en los ingresos acumulados.
- Sistema de Transmisión Nacional- STN presenta variación de 7%, equivalente a \$174, 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 \$57,389, generado principalmente por Costos de operación comercial en \$49,545:

Compra de energía: con aumento de \$40,232 explicado por:

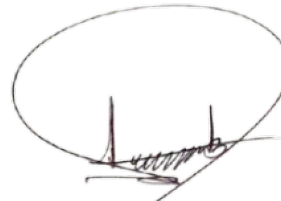
- Compra en bolsa disminuyó \$6,844 explicado por menores unidades compradas dada la disminución unidades físicas compradas 70 GWh durante el 2020.
- Compra en contratos aumentó en \$47,076 por mayor cobertura a largo plazo en atención al crecimiento de la demanda frente al año anterior, se contrataron 94 GWh respectivamente.

Otros costos con aumento en \$9,313:

- Restricciones disminuyó \$2,189 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-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: aumentó en \$5,801 producto de aumento en el cargo por el crecimiento del IPP y por mayor energía transportada.
- STR: aumentó en \$6,832 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 \$1,068, 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 \$200 debido a la redistribución del costo de acuerdo al ajuste al porcentaje de AOM, CND, SIC y LAC: Au.
- CND, SIC y LAC: aumentó \$137 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