



Teleconferencia Codensa y Emgesa 2015

Febrero 29, 2016

Buenos días a todos. Muchas gracias por estar con nosotros hoy, les damos la bienvenida a nuestra Teleconferencia Trimestral de Inversionistas. Mi nombre es Leonardo López y es un placer para mí y para mi equipo presentar los resultados anuales completos de Emgesa y Codensa de 2015.

Hemos dividido esta presentación en tres partes: primero revisaremos los aspectos más importantes del año 2015, a continuación discutiremos los resultados operacionales y financieros de 2015 y finalmente haremos algunos comentarios de cierre. Al final abriremos la teleconferencia para una sesión de preguntas y respuestas.

Acompañenme ahora a la diapositiva No. 4 para iniciar nuestra presentación.

Comencemos con los aspectos más importantes de 2015:

Los ingresos operacionales para Emgesa y Codensa mostraron un importante crecimiento comparado con 2014, aunque, a nivel de EBITDA, los resultados se vieron afectados por el impuesto a la riqueza en el 2015 con base en la adopción de los NIIF por primera vez el año pasado. Durante 2015, Colombia continuó siendo el primer contribuyente latinoamericano al EBITDA del Grupo ENEL.

El CAPEX acumulado de ambas compañías durante 2015 creció 4% comparado con el año anterior, alcanzando un total de USD \$410 millones. El CAPEX de Emgesa se enfocó principalmente en El Quimbo y en el mantenimiento de las plantas existentes, mientras que el CAPEX de Codensa se destinó a conexiones masivas en el área urbana, a planes de mejoría de calidad, al proyecto Telecontrol, a la actualización del alumbrado público y a la modernización de los activos de alto voltaje, tales como la subestación Bacatá.

En noviembre 17 de 2015 entró en operación El Quimbo. El Quimbo es la nueva planta hidroeléctrica de Emgesa, ubicada en el río Magdalena, con una capacidad instalada de 400 MW y con una generación promedio estimada de 2,216 GWh al año. El Quimbo generará alrededor del 5% de la energía eléctrica de Colombia y aumentará la capacidad instalada de Emgesa en 13%, convirtiéndose en el proyecto de infraestructura de mayor tamaño en el país construida por un agente privado en Colombia a la fecha.

Tan sólo un mes después de haber entrado en operación, en diciembre 16 de 2015, se ordenó que El Quimbo suspendiera su generación debido a decisiones legales de la Corte Constitucional. Este tribunal había estado revisando los aspectos legales del Decreto Presidencial que permitió el inicio de las operaciones en El Quimbo, a pesar de la existencia de una decisión legal de un tribunal regional que había impedido la generación hasta que se cumpliera con ciertos requerimientos ambientales. Acogiendo la decisión del Tribunal Constitucional, El Quimbo continuó cerrado hasta enero 10 de 2016, cuando otra decisión legal de un tribunal penal de la ciudad de Neiva ordenó la apertura temporal de la planta para apoyar la generación total del sistema nacional en una situación de sequía extrema. La generación de El Quimbo continuará a no ser que las autoridades indiquen algo diferente.



Grupo Enel

El fenómeno de El Niño, el cual resulta en menores niveles de lluvias en Colombia, se inició a finales de 2014 y se fortaleció durante 2015. Su intensidad aumentó en forma dramática en el último trimestre de 2015 y se espera que continúe así hasta finales del primer trimestre de 2016. Como consecuencia de ello, los precios spot de la energía han alcanzado máximos históricos, mientras que la demanda de energía eléctrica ha excedido el más alto escenario del gobierno, los requerimientos de generación térmica habiendo aumentado con el fin de cubrir alrededor del 50% de la demanda nacional. En momentos en los cuales algunas compañías de generación térmica comenzaron a enfrentar dificultades financieras, las autoridades regulatorias se vieron forzadas a constantemente intervenir el mercado durante el último trimestre del año. Discutiremos estas intervenciones en mayor detalle más adelante en la presentación.

Finalmente, el regulador definió la tarifa minorista para Codensa, con una reducción del 15% comparado con el actual nivel, efectiva a partir de enero de 2016. Adicionalmente, el regulador publicó la metodología de cálculo definitiva para la tarifa de remuneración del Costo Medio Ponderado de Capital - CMPC (WACC por su sigla en inglés) que se utilizará en el negocio de distribución. Ni la tarifa WACC definitiva para el negocio de distribución ni la base de activos o la propuesta para la metodología para la remuneración tope de ingresos han sido resueltas a la fecha. Por lo tanto, la tarifa de distribución continúa sin cambios.

Vayamos ahora a la diapositiva No. 6 para presentar los resultados operacionales y financieros para 2015.

Las ventas de energía en 2015 tuvieron un aumento del 7.1% comparado con el año anterior, resultando en 16,886 GWh. El precio spot promedio para el mercado durante 2015 continuó en alrededor de USD \$124/MWh, 10.4% más alto que el precio spot promedio durante el mismo período del año anterior. Emgesa vendió alrededor del 74% de su energía bajo contratos, el 26% en el mercado spot. A pesar de la mayor generación de Emgesa, las ventas spot disminuyeron 8.8% comparado con el año anterior. Las ventas bajo contratos aumentaron 14%, principalmente como resultado de nuevos clientes no regulados de Emgesa que anteriormente recibían energía de otra compañía que cerró sus negocios en 2014, aumentando las ventas a los clientes no regulados.

En la diapositiva No. 7 discutiremos ahora los resultados operacionales del negocio de distribución. Durante los últimos 12 meses y a diciembre 31 de 2015, la demanda nacional de electricidad aumentó 4.09%, principalmente impulsada por distritos de irrigación como resultado de la sequía y por el sector residencial, debido a mayores temperaturas y a la demanda inelástica de electricidad de la población de bajos ingresos como resultado de precios de electricidad subsidiados.

La demanda de electricidad en el área de operaciones de Codensa aumentó casi 2.2%, aún por debajo de la demanda nacional.

Codensa añadió casi 104,000 nuevos clientes durante los últimos 12 meses que terminaron en diciembre 31 de 2015, alcanzando 2.9 millones de clientes que representaban el 23% de la demanda nacional. El índice de pérdidas de Codensa continuó relativamente estable en 7.26% a finales de 2015.

Vayamos ahora a la diapositiva No. 8 para ver una actualización de la regulación de la industria.



Grupo Enel

En junio de 2015 el regulador local publicó la Resolución No. 95 definiendo la metodología de cálculo para la remuneración WACC para la transmisión y distribución de electricidad. Los siguientes son algunos de los más importantes aspectos de esta Resolución:

- Un aumento en la tasa tributaria efectiva utilizada como resultado de la reforma tributaria de 2014.
- El uso de fuentes públicas para determinar el costo de la deuda, en lugar de la información individual de cada compañía de distribución, con tasas preferenciales a 5 años o más para criterios de préstamos comerciales.
- La utilización de capitalización de mercado en lugar del valor en libros para desapalancar el beta.
- Un aumento en el período histórico para estimar las variables utilizadas para calcular el Costo Medio Ponderado de Capital - CMPC (WACC por su sigla en inglés) de 90 días a un año.
- El reconocimiento de una prima para las diferencias entre los marcos regulatorios en Colombia y el mercado de los Estados Unidos utilizadas como referencia para formular la metodología.

Hasta ahora, la autoridad regulatoria no ha publicado las resoluciones definitivas que definen la prima para la transmisión y distribución de electricidad, ni la tasa WACC aplicable a tales actividades. No obstante, se espera que esta resolución se publique durante el primer trimestre de 2016.

Permítanme recordarles que en febrero de 2015 la autoridad regulatoria publicó la Resolución No. 180, disminuyendo el componente de ventas minorista de la tarifa para todas las compañías de distribución. Posteriormente, durante el tercer trimestre del año la autoridad regulatoria publicó la Resolución No. 120 de 2015, estableciendo la base para los costos de ventas minoristas para Codensa. Esta resolución reconoce el riesgo de las cuentas vencidas de los clientes dentro de los costos de ventas minoristas, pero excluye el reconocimiento de los costos de control de pérdidas, los cuales de acuerdo con el regulador local se pagarán en el componente de distribución. Como resultado de ello, el componente de ventas minoristas de la tarifa está 15% por debajo de los anteriores costos reconocidos. El impacto acumulado estimado de esta resolución para Codensa es una reducción del 6.5% en ingresos por concepto de ventas minoristas.

Analicemos ahora la actualización regulatoria para el negocio de generación en la diapositiva No. 9.

Bajo unas condiciones extraordinariamente secas como resultado del fortalecimiento del fenómeno de El Niño en el cuarto trimestre de 2015, el Ministerio de Minas y Energía promulgó el Decreto 2108 para permitir al regulador local tomar medidas temporales para garantizar la estabilidad y la calidad del suministro de electricidad a nivel nacional bajo condiciones climáticas extremas, temporales y críticas en un momento dado, lo cual podría hacer difícil responder a la demanda de electricidad.

Entre las varias resoluciones publicadas durante el último trimestre de 2015 se destacan tres:

1. La Resolución No. 170, la cual pretende que los productores y los vendedores minoristas de gas declaren toda su disponibilidad de producción para venta con el fin de aumentar el suministro de gas para los generadores térmicos.



Grupo Enel

2. La Resolución No. 172, que limita el precio de oferta de los agentes en el mercado spot en 75% del costo del racionamiento de electricidad, lo cual resultó en un tope de COP \$810/KWh para el precio spot.
3. La Resolución No. 178, que ofreció una opción a los generadores térmicos para aumentar el nivel del precio de escasez a COP \$470/KWh bajo ciertas condiciones de vigilancia del regulador. Esta anterior medida estaba orientada a reducir las pérdidas financieras de los generadores térmicos con costos variables superiores al precio de escasez.

Todas las medidas adoptadas son temporales e inicialmente estarán vigentes durante 6 meses.

En la diapositiva No. 10 presentamos los aspectos financieros más relevantes para Emgesa.

Los ingresos operativos en 2015 fueron de más de USD \$1,000 millones, un aumento del 23.8 % en moneda local comparado con el mismo período del año anterior. Las principales razones de esto incluyen un importante aumento en ventas de energía bajo contratos, mayores precios y un Índice de Precios del Productor promedio más elevado durante 2015, lo cual aumentó los ingresos bajo contratos al mercado mayorista.

Los costos de operación alcanzaron unos USD \$492 millones, 74.7% más comparado con el mismo período del año anterior. Este mayor valor fue resultado de un aumento del 50% en el volumen de compras en el mercado spot, mayores precios spot y una mayor generación térmica con fuel oil en la planta de Cartagena y con carbón en la planta de Termozipa, todo esto como resultado de las condiciones secas ya mencionadas.

Por lo tanto, el margen operativo aumentó 2.7% comparado con el año anterior.

Otros costos aumentaron 41.1%, a alrededor de USD \$70 millones, principalmente debido al impuesto a la riqueza aplicable en 2015, el cual se calcula ahora como un costo fijo en el EBITDA como resultado de la adopción del NIIF el año pasado, en contraste con el tratamiento de cuenta patrimonial que se permitía bajo el GAAP colombiano.

Como consecuencia de ello, el EBITDA disminuyó 0.3% comparado con el mismo período del año anterior, llegando a un total de USD \$629 millones y representando un margen del 52.8 % sobre ingresos operativos.

En línea con estos resultados, el EBIT disminuyó 0.9%, para un total de USD \$569 millones.

Como verán en la diapositiva No. 11, los gastos financieros en 2015 fueron de USD \$61 millones, un aumento del 38.1% en comparación con 2014.

Por otro lado, los gastos financieros alcanzaron USD \$129 millones, un aumento del 19% comparado con 2014, principalmente debido a un Índice de Precios del Consumidor promedio más elevado durante 2015, al cual está indexado el 59% de la deuda pendiente de Emgesa. No obstante, como estrategia para reducir los gastos financieros Emgesa asumió deudas únicamente según sus necesidades, manteniendo bajos saldos de efectivo. En febrero de 2015 Emgesa pagó USD \$79 millones en un vencimiento de un bono local con efectivo a la mano. Durante el segundo trimestre del año la compañía financió sus requerimientos de capital de trabajo y las inversiones en El Quimbo con préstamos en pesos a corto término con bancos locales.



Grupo Enel

El gasto financiero capitalizado aumentó 5.8% comparado con 2014, debido a los mayores niveles de deuda de El Quimbo. Este gasto financiero capitalizado concluyó cuando el Quimbo inició operaciones a mediados de noviembre, por lo que los resultados de 2016 mostrarán un importante aumento en gastos financieros.

Los ingresos financieros disminuyeron 31.6%, a USD \$5 millones, debido a menores saldos de caja promedio durante 2015 comparado con el año anterior, como resultado del vencimiento de bonos locales con efectivo a la mano y la inversión en El Quimbo.

Por lo tanto, los ingresos antes de impuestos disminuyeron 4.2 %, a USD \$508 millones. El impuesto a la renta aumentó alrededor del 15.8% debido a la mayor tasa de impuestos de renta introducida por la reforma tributaria de 2014.

Como resultado de lo anterior, los ingresos netos de Emgesa para 2015 alcanzaron USD \$323 millones, una reducción del 12.8% comparado con el año anterior, representando un margen neto del 27.9 % sobre ingresos.

Pasemos ahora a la diapositiva No. 12 para discutir los resultados financieros de Codensa.

Los ingresos operativos de Codensa desde enero a diciembre de 2015 alcanzaron aproximadamente USD \$1,300 millones, un aumento del 7.8% comparado con el año anterior. Esto fue principalmente resultado de un mayor índice de precios del productor en 2015, al cual están indexadas las tarifas regulares, y de una mayor base de clientes en el área de operación de Codensa, especialmente en el sector residencial.

Los costos operativos fueron de USD \$766 millones, un aumento del 8.9% comparado con el año anterior, como resultado de mayores niveles de compras en el mercado spot a mayores precios debido a las condiciones hidrológicas ya explicadas y a mayores precios de la energía comprada a través de contratos resultantes de un aumento en el IPP.

Otros costos aumentaron a USD \$136 millones, un aumento del 11.1% comparado con 2014, debido al reconocimiento del impuesto a la riqueza en 2015 bajo NIIF, según ya se explicó para Emgesa.

En consecuencia, el EBITDA alcanzó USD \$451 millones, un aumento del 4.9% comparado con el mismo período del año anterior, representando un margen del 33.4% sobre ingresos operativos. A la vez, el EBIT alcanzó USD \$360 millones, un aumento del 7.7% comparado con 2014.

En la diapositiva No. 13 vemos que los gastos netos financieros para 2015 fueron de USD \$42 millones, un aumento del 23.6% comparado con 2014.

Los gastos financieros aumentaron 22% para un total de USD \$53 millones, como resultado de una inflación mucho mayor durante 2015 comparado con el mismo período de 2014, a la cual la totalidad de la deuda vigente de Codensa está indexada, y a una mayor deuda patrimonial promedio en 2015 comparado con el año anterior, debido a la emisión de bonos locales en pesos en el último trimestre de 2014, equivalente a USD \$59 millones.

Los ingresos financieros alcanzaron USD \$10 millones, un aumento del 7.8% comparado con 2014, debido a mayores tasas promedio de interés.



Grupo Enel

El impuesto a la renta para 2015 aumentó 25% como resultado de un mayor EBT y de los mayores impuestos a la renta introducidos por la reforma tributaria de 2014.

Por lo tanto, Codensa reportó ingresos netos de USD \$188 millones para 2015, 4.4 % menos comparado con 2014 y equivalente a un margen neto del 14% sobre ingresos.

En la diapositiva No. 14 presentamos la evolución del EBITDA para Emgesa y Codensa.

El EBITDA acumulado de Colombia para 2015 aumentó 1.8% en moneda local, comparado con el mismo período del año anterior, como consecuencia de una reducción del 0.3% en el EBITDA de Emgesa y un aumento del 4.9% en el de Codensa.

El negocio de generación representó un 58% del EBITDA total del país en 2015, mientras que el negocio de distribución representó casi un 42% de nuestro EBITDA acumulado.

En la diapositiva No. 15 presentamos el flujo de caja de Emgesa para 2015.

El efectivo en caja de operaciones ascendió a USD \$615 millones. Después de pagar el CAPEX de mantenimiento por USD \$44 millones, el CAPEX de expansión por USD \$230 millones y los impuestos por \$217 millones, el flujo de caja libre fue de USD \$124 millones. Los gastos financieros netos fueron de USD \$110 millones, los dividendos pagados en 2015 habiendo alcanzado USD \$381 millones.

Como consecuencia, el flujo de caja libre neto de Emgesa para 2015 fue negativo en USD \$367 millones.

En relación con Codensa, en la diapositiva No. 16 podemos ver que el flujo de caja de las operaciones ascendió a USD \$479 millones. El CAPEX totalizó USD \$196 millones y los impuestos pagados fueron de USD \$127 millones, resultando en un flujo de caja libre de USD \$157 millones.

Los gastos netos financieros pagados fueron de USD \$35 millones; los dividendos pagados fueron de USD \$201 millones y las operaciones extraordinarias ascendieron a USD \$11 millones. Estas operaciones extraordinarias están principalmente asociadas con el cobro y la transferencia de pagos resultantes de un contrato entre Codensa y Colpatría Scotiabank, bajo el cual Codensa factura y cobra los pagos de los préstamos al consumidor otorgados a los clientes de Codensa por Colpatría, transfiriendo luego los pagos a Colpatría.

En última instancia, el flujo libre de caja neto de Codensa para 2015 fue negativo en USD \$91 millones.

Finalmente, vayamos a la diapositiva No. 17 para discutir los principales indicadores financieros de Emgesa y Codensa.

El costo promedio de la deuda bruta de Codensa para finales de 2015 era de 9.6%, para Emgesa de 9.37%. A diciembre 31 de 2015, el vencimiento promedio residual era de unos 3.6 años para Codensa, 5.4 años para Emgesa.

En relación con el vencimiento promedio residual, durante este mismo período la deuda neta total de Codensa fue de USD \$271 millones, un aumento de casi el 44% en moneda local comparado con el cierre del año anterior, principalmente debido a menores saldos de efectivo.



Grupo Enel

A diciembre 31 de 2015, la deuda neta de Emgesa era de casi USD \$1200 millones, un aumento del 37.7% en moneda local comparado con diciembre de 2014, principalmente debido a mayores tasas de interés y menores saldos de caja, esencialmente como resultado del CAPEX en el Quimbo. La deuda neta de Codensa era de USD \$247 millones, un aumento del 32% en pesos debido a menores saldos de caja durante 2015.

Finalmente, en el gráfico de la parte inferior derecha podemos ver que Codensa no tenía deuda a tasa fija debido a que toda la deuda vigente está indexada al IPC, mientras que el 27% de la deuda de Emgesa tenía una tasa fija, esencialmente representada por el bono global en pesos emitido en enero de 2011 y algunos préstamos a corto plazo con bancos locales e internacionales, desembolsados durante el último trimestre de 2015.

Pasemos ahora a la diapositiva No. 19, en la cual presentamos nuestros comentarios finales.

Como hemos visto durante la presentación, Emgesa obtuvo resultados operacionales positivos como resultado de mayores ventas de energía bajo contratos y mayores niveles del IPP durante 2015. No obstante, el impuesto a la riqueza afectó estos resultados, y por consiguiente el EBITDA, ya que bajo el NIIF este impuesto se considera un costo operativo.

Codensa también obtuvo resultados operativos positivos debido a los mayores niveles del IPP y a la adición de más de 104.000 nuevos clientes, llegando a más de 2.9 millones de clientes.

El fenómeno de El Niño ha afectado en forma importante el precio spot, a medida que los embalses descienden a niveles más bajos a nivel nacional, una mayor generación térmica requiriéndose para responder a la demanda nacional, lo cual ha forzado al regulador a intervenir con el fin de mantener la estabilidad eléctrica en el país.

Continuamos con nuestros esfuerzos en el frente de inversión, completando importantes proyectos tales como el Quimbo, lo cual garantizará el suministro de energía y la confiabilidad y la estabilidad del servicio eléctrico a nivel nacional.

Finalmente, los ingresos netos de nuestras compañías en Colombia se vieron afectados por dos eventos: primero, la reforma tributaria promulgada en diciembre de 2014, la cual aumentó las tasas efectivas de impuestos, y segundo el mayor gasto financiero debido a un mayor nivel promedio del IPC, al cual está indexada el 68% de nuestra deuda vigente acumulada.

Esto concluye nuestra presentación de hoy. Muchas gracias por su atención y no vacilen en ponerse en contacto conmigo o con el equipo de Relaciones con los Inversionistas en cualquier momento en caso de necesitar información adicional.

Abriremos ahora la llamada para la sesión de preguntas y respuestas. Se nos unirán representantes de otras áreas de la compañía para esta sesión, por lo que responderemos a las preguntas en español. No obstante, siéntanse libres de hacer sus preguntas en inglés o en español. La transcripción de la conferencia y de la sesión de preguntas y respuestas estará disponible en nuestra página web en ambos idiomas.

- 1. ¿Qué tan cómodos se sienten ustedes para enfrentar las etapas finales del fenómeno de El Niño, aun considerando el problema de Guatape y su impacto en el sistema?**



Grupo Enel

En cuanto a qué tan cómoda está Emgesa en relación con la última etapa del fenómeno de El Niño, podemos decir que el último análisis energético no prevé cortes de energía, aun considerando el incidente de Guatapé. EPM ha presentado un plan para reinsertar la planta por etapas, a partir de mayo 1, luego junio 1, julio 1 y las 2 últimas unidades en septiembre 4.

2. ¿Qué podemos esperar en términos del CAPEX para 2016 en Emgesa y Codensa?

En relación con la segunda pregunta, nuestra posición corporativa no incluye ningún pronóstico para el año en curso. A pesar de que no podemos hacer un pronóstico debido a que esa es nuestra práctica de gobierno corporativo, les podemos decir que, por supuesto, estamos completando el Quimbo, de tal forma que las inversiones en Emgesa deberían ser menores a las de 2015 puesto que las inversiones que estamos haciendo en el Quimbo son menores a las hechas con anterioridad; en Codensa continuaremos con nuestros esfuerzos para mejorar la calidad del servicio y modernizar nuestra red, lo que representará un esfuerzo adicional por parte de Codensa.