

Informe trimestral de resultados - 1T

27 de mayo de 2015



CELSIA

Contenido

Cifras relevantes.....	3
El mercado en Colombia.....	4
El mercado en Panamá.....	5
Resultados operativos y financieros.....	6
Estados Financieros	12

Cifras relevantes

Resultados financieros consolidados			
	Unidades	1T2015	1T2014
Ingresos ordinarios	COP mm	790.707	577.332
Ganancia bruta	COP mm	176.913	215.073
Ganancia antes de financieros	COP mm	108.737	194.744
Ebitda	COP mm	212.759	233.303
<i>Margen Ebitda</i>	%	27%	40%
Ganancia neta	COP mm	8.806	109.732

Generación			
	Unidades	1T2015	1T2014
Energía producida total	GWh	2.148	1.739*
Energía vendida total	GWh	2.853	2.830*
Energía producida Colombia	GWh	1.721	1.739
Hidráulica Colombia	GWh	876	1.105
Térmica Colombia	GWh	845	635
Energía vendida Colombia	GWh	2.242	2.197
Ventas en contratos Colombia	GWh	1.166	1.078
Transacciones en bolsa Colombia	GWh	1.076	1.118
Energía producida Centroamérica	GWh	427	432**
Hidráulica Centroamérica	GWh	97	48**
Térmica Centroamérica	GWh	245	304**
Eólica Centroamérica	GWh	86	80**
Energía vendida Centroamérica	GWh	612	634**
Ventas en contratos Centroamérica	GWh	554	560**
Ventas spot Centroamérica	GWh	58	73**

Distribución			
	Unidades	1T2015	1T2014
Pérdidas de energía	%	8,71%	9,02%
Recaudo	%	98,4%	99,2%
SAIDI - EPSA/CETSA	Horas	2,8	3,1
SAIFI - EPSA/CETSA	Veces	4,1	4,2

Comercialización minorista			
	Unidades	1T2015	1T2014
Ventas mercado regulado	GWh	281	262
Ventas mercado no regulado	GWh	220	199
Usuarios	Número	557.304	547.908

*El valor consolidado de energía generada por la organización en 2014 no incluye operaciones de Centroamérica.

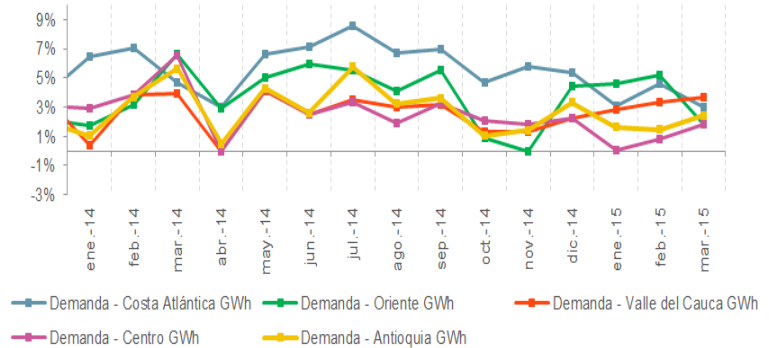
**Cifras proforma para Centroamérica 2014. La transacción de compra de estos activos se cerró en diciembre de 2014, pero para efectos comparativos se incluyen las cifras de 2014.

El mercado eléctrico - Colombia

Demanda – SIN

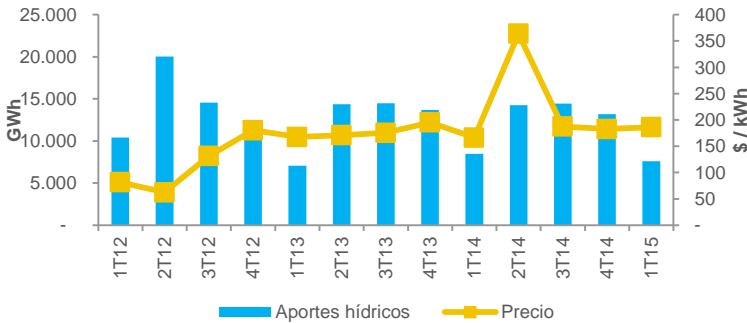
Los mayores crecimientos de la demanda de energía de 2014 fueron explicados por la conexión de cargas especiales al sistema en febrero, lo cual aportaba mayores crecimientos en los consumos comparados con el año inmediatamente anterior. Para el 2015, dicho efecto ya está incorporado, lo cual resulta en un comportamiento ajustado al escenario medio de crecimiento de demanda proyectado por la UPME. Si bien se presenta un crecimiento importante de la demanda de energía del sector minero, este contrasta con unos crecimientos negativos en el consumo de la industria manufacturera. La demanda del mercado regulado creció un 4,6%, mientras que la del no regulado decreció en un 0,9%.

DEMANDA POR REGIONES - SIN (Crecimiento anual)

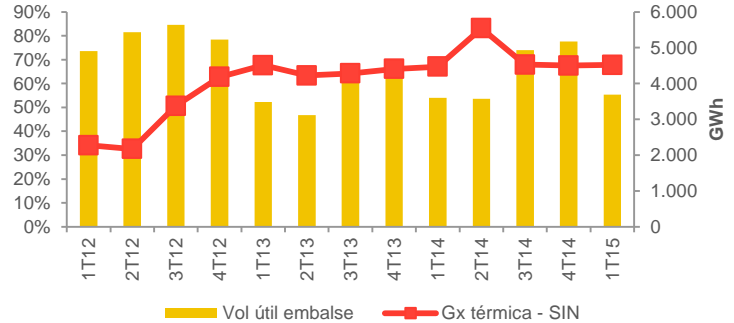


Comportamiento hidrológico - SIN

APORTES HIDROLÓGICOS / PRECIO- SIN



VOLUMEN ÚTIL EMBALSE / GX TÉRMICA - SIN

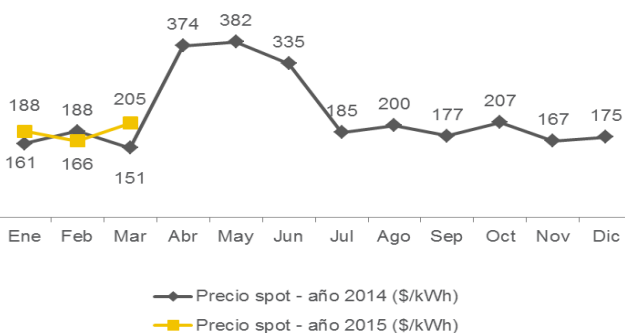


La hidrología durante el trimestre se comportó al 89% del promedio histórico, influenciada en parte por las condiciones cálidas que se mantuvieron en el océano Pacífico durante los últimos trimestres del año 2014 y el primer trimestre de 2015. Las agencias internacionales de seguimiento de las condiciones del océano destacaron, en el primer trimestre de 2015, la presencia de anomalías positivas (temperaturas cálidas) en el océano Pacífico.

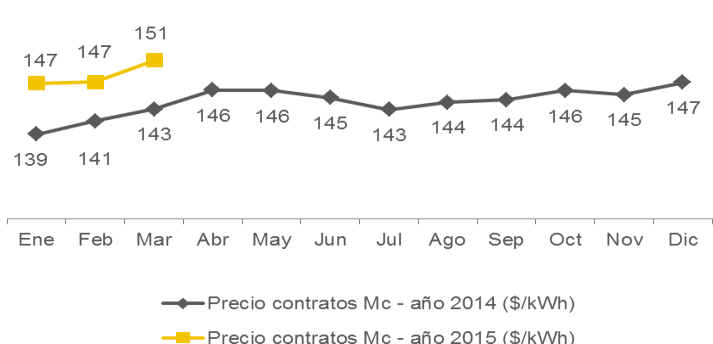
Precios de la energía - SIN

El precio de bolsa promedio se ubicó en 186 \$/kWh, un 12% superior a los 167 \$/kWh del primer trimestre de 2014; sin embargo, este incremento no reflejó del todo las condiciones secas, los mayores costos de combustibles ni tampoco la devaluación de la tasa de cambio (+23% entre el 1T2014 y el 1T2015) que impacta los costos de las centrales térmicas. El precio promedio de contratos con destino al Mercado Regulado o "Precio de contratos Mc", se ubicó en 148 \$/kWh, un 5% superior a los 141 \$/kWh del primer trimestre de 2014.

PRECIOS SPOT - SIN

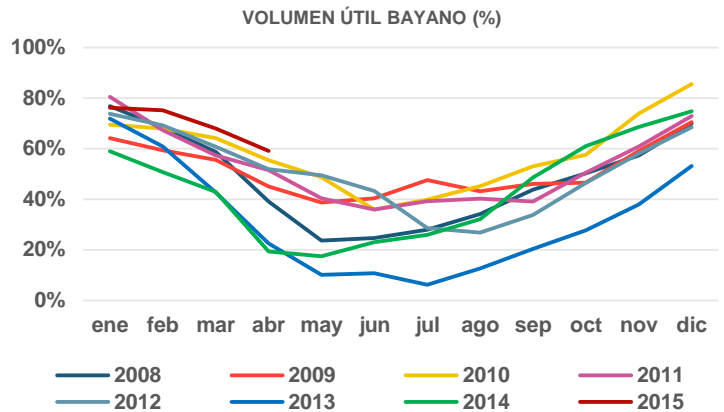
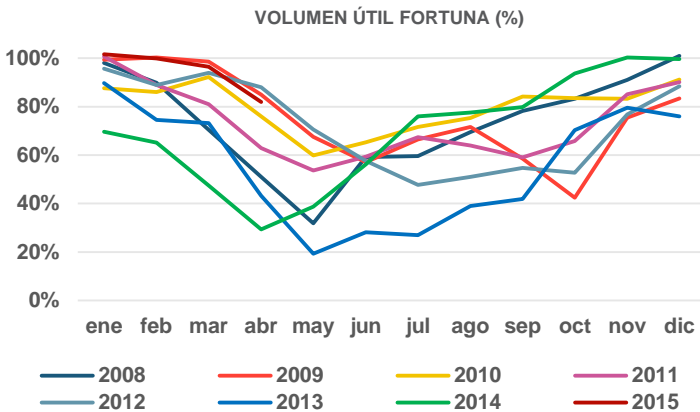


PRECIOS CONTRATOS Mc - SIN



El mercado eléctrico - Panamá

Hidrología

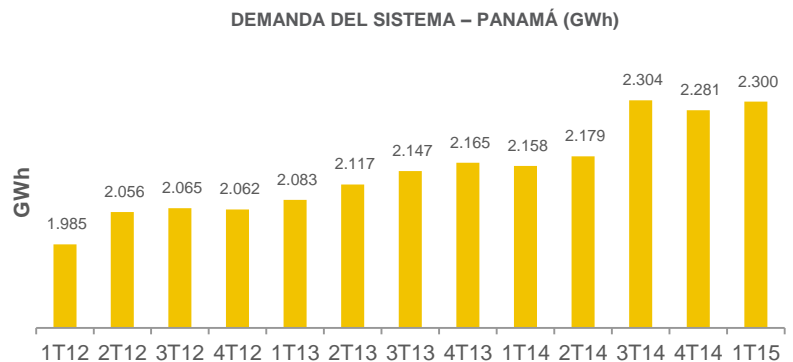


Se presenta el comportamiento de los embalses Bayano y Fortuna, dos de los tres embalses de regulación del sistema (Fortuna hace parte de la cuenca hidrológica de la central hidroeléctrica Dos Mares). Estos embalses registraron niveles superiores a los históricos a pesar de que tuvieron una tendencia de desembalse propia de la estación de verano, todo esto armonizado con el adecuado manejo de los embalses por parte del Centro Nacional de Despacho.

Demanda

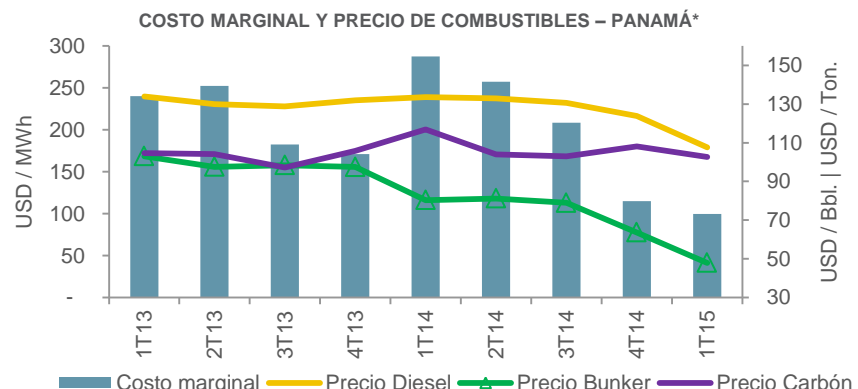
El consumo de energía del sistema en el trimestre fue de 2.300 GWh, un 7% superior a lo consumido en el primer trimestre de 2014. Frente al período inmediatamente anterior el incremento fue del 1%.

Para el trimestre la generación total del sistema alcanzó 2.291 GWh, de la cual el 29% fue aportada por las plantas térmicas, el 64% correspondió a las plantas hidráulicas, el 3% a las plantas eólicas y el 4% a la autogeneración.



Costo marginal y precio combustibles

El costo marginal promedio de la energía, fue de 100 USD/MWh en el trimestre, un 65% inferior al del primer trimestre de 2014 dada su alta correlación con los precios de los combustibles, de los cuales el Diesel disminuyó un 19%, el Bunker lo hizo un 40% y el Carbón un 12% frente al mismo trimestre del año anterior.



Fuente gráficas: CND Panamá. El precio de combustibles se toma de la declaración de costos variables de las centrales
 *Todos los costos de combustibles incluyen transporte.

Resultados operativos y financieros

Generación de energía

La generación consolidada de la organización aumentó un 23% frente al mismo trimestre del año anterior. Se destaca lo siguiente:

La incorporación de los activos de generación de Panamá y Costa Rica los cuales contribuyen con 427 GWh. En cuanto al complejo Dos Mares, este registró una generación 97% superior a la presentada en el mismo período del año anterior, pero inferior a las obligaciones contractuales. La energía para respaldar dichas obligaciones provino de un contrato de respaldo de energía y de compras en el mercado spot a precios significativamente inferiores a los de 2014.

La situación de mayores aportes y niveles de embalses que los presentados en el sistema panameño en 2014, resulta en un menor despacho, y en consecuencia, menor generación en nuestros activos térmicos de Centroamérica, registrando un descenso del 19% en Bahía Las Minas y del 27% en Cativá frente a lo generado en el mismo período del año anterior. Igualmente, esto nos permite cumplir las obligaciones contractuales con compras en el mercado spot con diferenciales de precio favorables.

La Planta Eólica Guanacaste (PEG), alcanzó generación record mensual en enero y la mayor generación diaria el 15 de febrero con un factor de planta de 99%. Este primer trimestre está incluido dentro de la temporada alta del viento en este país que va desde enero hasta abril y en la cual el precio al que nos remuneran la energía es más alto según lo acordado en el contrato con el ICE (USD 102 en verano vs. USD 40 en invierno).

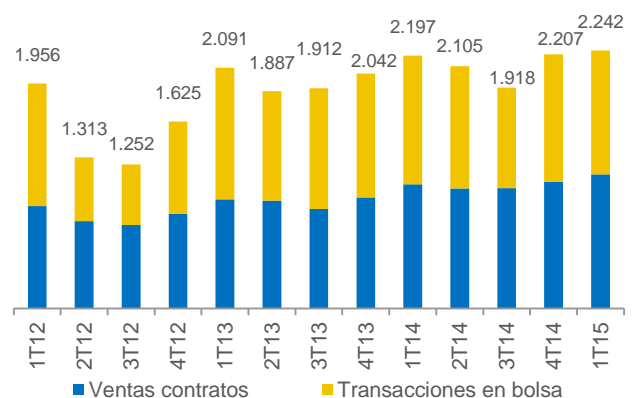
En Colombia, Zona Franca Celsia presentó un incremento de 245 GWh (42%) en la producción de energía durante el trimestre para un total de 824 GWh generados. Este nivel de producción se debe, no solo a las necesidades propias del sistema, sino también a la obligación de consumir el gas en firme contratado. Es importante destacar que la organización tenía altos niveles de contratación de combustible para esta primera parte del año en preparación para la ocurrencia de un fenómeno de El Niño que exigiera el despacho térmico para soportar la demanda eléctrica y con unos niveles de precio más favorables.

Merilétrica, por el contrario disminuyó su generación un 62% debido a que en 2014 se tuvo un componente extraordinario para cumplir condiciones de seguridad en el área nordeste que este año no se presentó por la entrada de los activos de conexión de Hidrosogamoso.

La menor hidrología en Colombia impactó la producción del parque hidroeléctrico, la cual fue 21% inferior que la del año anterior. Los aportes a los embalses de EPSA se ubicaron en el 89% de la media histórica, mientras que en 2014 había estado en el 131%.

En cuanto a los contratos bilaterales de comercialización de energía que se encontraban en Celsia, en el primer trimestre del año se trasladó el equivalente a 1.000 GWh-año a la central Zona Franca Celsia.

VENTAS DE ENERGÍA DEL GENERADOR POR TIPO (GWh)

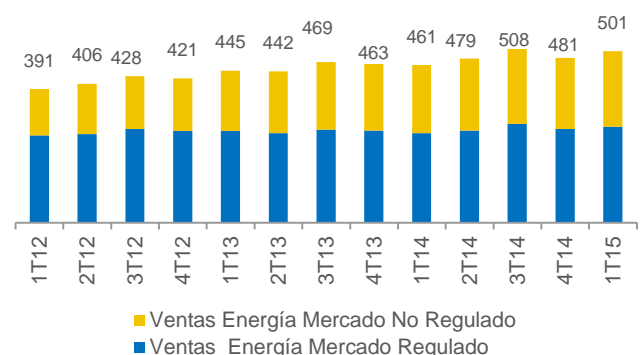


Distribución y comercialización de energía

El mayor volumen de ventas de energía en los mercados regulado y no regulado permitió un incremento en los ingresos de comercialización minorista. Los mayores consumos de energía en los sectores comercial e industrial (riego y drenaje), en el mercado regulado y los nuevos clientes en el mercado no regulado favorecieron este escenario.

Los ingresos recibidos por uso y conexión de redes tuvieron igualmente un crecimiento frente a los registrados en igual período del año anterior, gracias al incremento en los ingresos del Sistema de Transmisión Regional por la entrada en operación de la subestación Alférez II.

VENTAS DE ENERGÍA DEL COMERCIALIZADOR MINORISTA POR TIPO (GWh)





Ingresos

Ingresos consolidados	<u>1T 15</u>	<u>1T 14</u>	<u>Var %</u>
Generación de energía eléctrica	539.586	363.712	48%
Comercialización minorista	166.171	146.467	13%
Uso y conexión de redes	54.281	52.526	3%
Comercialización de gas y de transporte	18.937	5.843	224%
Otros servicios operacionales	11.732	8.785	34%
Ingresos ordinarios	790.707	577.332	37%
Ingresos Centroamérica	151.692		
Ingresos Colombia	639.014	577.332	11%

Los ingresos consolidados muestran un aumento del 37% frente al mismo periodo del año anterior explicado principalmente por la incorporación de las operaciones de Centroamérica que representan un 19% de los ingresos totales (para el mismo periodo de 2014 no se contaba con estos recursos).

Los ingresos de las operaciones en Colombia presentaron un incremento del 11% frente al primer trimestre de 2014 asociado principalmente al mayor precio promedio en bolsa y a los ingresos de distribución que se incrementaron por la mayor demanda y la entrada de redes adicionales. Los ingresos de comercialización de gas natural se incrementaron por una mayor disponibilidad del gas asociado a los contratos en firme y los ingresos del cargo por confiabilidad fueron superiores debido al significativo aumento de la TRM.

Los ingresos de Centroamérica se situaron en \$152 mil millones.



Costos y gastos operacionales

Los costos de ventas consolidados estuvieron por encima de los del primer trimestre de 2014, en parte por la incorporación de los activos de Centroamérica que representan un 22% del total del costo para este trimestre y que, contrario a los activos colombianos, tienen mayores costos por compras de energía y combustible.

En las operaciones colombianas se tienen mayores costos de combustibles para las plantas térmicas, no sólo por los mayores volúmenes contratados como se explicó anteriormente, sino también debido a un incremento en el precio del gas natural cercano al 20%. De igual forma, el comportamiento devaluacionista de la tasa de cambio impacta el costo total del combustible en un 23% a la vez que incrementó otros costos como el CERE y el costo de mantenimiento de las térmicas.

Adicionalmente, en los costos se destaca el mayor valor por compras de energía en el secundario para respaldar la menor generación hidroeléctrica y a un precio mayor al de 2014. También, la mayor venta de energía del comercializador en redes de terceros incrementa los costos por uso y conexión de redes.

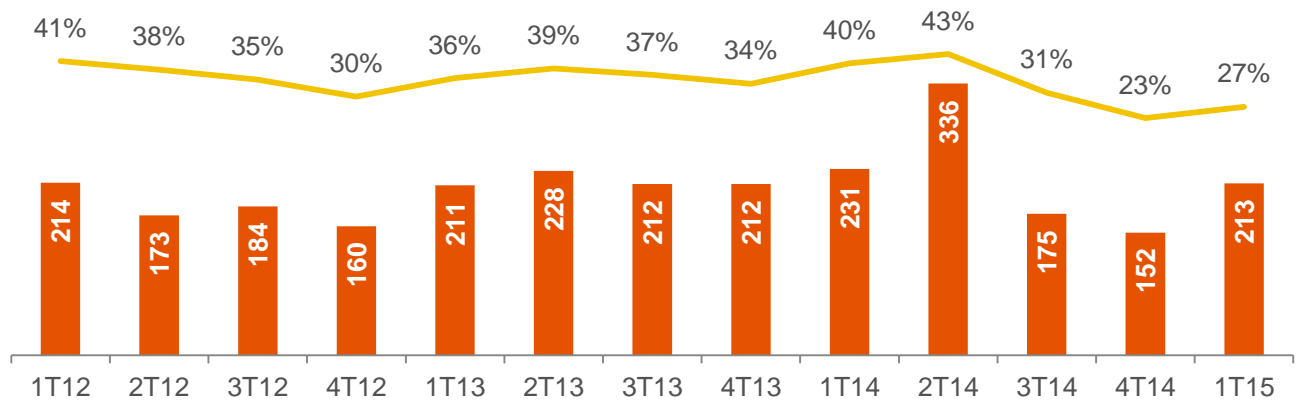
Finalmente, el costo por depreciaciones y amortizaciones tiene un incremento de 37 mil millones debido principalmente a la incorporación de la depreciación de los activos de Centroamérica y, en Colombia, a la incorporación de los activos de proyectos de generación y distribución.

En Centroamérica, la compra de combustibles representó 31% del costo total de ventas; la compra de energía y potencia, el 27%; las depreciaciones, el 23%; el O&M, el 7% y los otros costos operacionales, el 9%.

Los gastos operacionales consolidados fueron superiores a los obtenidos en el primer trimestre del año anterior debido a la incorporación de los gastos en Centroamérica que representan un 15% de los mismos. En esta región, los gastos fueron inferiores frente a los presentados en el primer trimestre de 2014 gracias a menores gastos administrativos, legales, impuestos y consultorías. En Colombia, en el primer trimestre del año se presentaron mayores gastos frente a igual período de 2014 relacionados con la continuación de búsquedas de inversiones, el impulso a proyectos de energía renovables, cambios en Comité Directivo y la comisión de la venta de un bien inmueble no relacionado con la operación; no obstante, frente al último trimestre del año anterior el incremento en los gastos es de solo un 2%. En Centroamérica, los gastos fueron inferiores frente a los presentados en el primer trimestre de 2014 gracias a menores gastos administrativos, legales, impuestos y consultorías.



Ebitda y margen ebitda consolidado



Todo lo anterior originó una reducción del 9% en el ebitda frente al mismo período del año anterior; sin embargo, es importante destacar el incremento del 37% que presenta este indicador frente al cuarto trimestre del 2014 gracias a la contribución de los resultados de Centroamérica y a los positivos resultados del negocio de distribución y comercialización de energía en EPSA. El margen ebitda consolidado de este primer trimestre se situó en un 27% (Colombia registró un margen de 27% y Centroamérica del 28%).

Concluyendo el resultado operacional, los principales efectos se dieron por el comportamiento de la TRM y del precio de gas natural que impactaron los costos de operación del negocio de generación térmica y, a pesar que la producción fue muy superior, se mantuvo estrecha la relación entre precio de bolsa y costo variable de operación. Por otra parte, en el negocio de generación hídrica en Colombia impactaron los menores aportes hidrológicos al reducirse los niveles de producción de energía. Centroamérica por su parte contribuyó positivamente a los resultados operacionales con \$42 mil millones de ebitda.



Resultado no operacional

En los otros ingresos del trimestre se destaca la ganancia de la venta de un bien inmueble no relacionado a la operación por \$12 mil millones mientras que los ingresos financieros estuvieron 38% por debajo del mismo periodo del año anterior debido a un menor disponible para el 2015 comparado con el que se tenía en 2014 cuando aún no se había realizado la adquisición de los activos en Centroamérica.

Los otros gastos aumentaron frente al mismo trimestre del año anterior debido a que se incluye el impuesto a la riqueza de todas las compañías el cual suma \$40 mil millones dado que para el primer trimestre de 2014 ya se tenía reconocido el pasivo en la primera aplicación de diciembre 2013. Igualmente los gastos financieros estuvieron un 63% por encima del primer trimestre de 2014, lo que se explica por la inclusión de \$14 mil millones en gastos financieros asociados a las compañías en Centroamérica, de los cuales el 54% corresponde a la deuda de las compañías operativas y el 46% corresponde a la deuda para la adquisición de estos activos. Adicionalmente el gasto financiero en Colombia se aumenta por el comportamiento del IPC y de la tasa de cambio.

El gasto por diferencia en cambio neta pasó de \$3 mil millones en el primer trimestre de 2014 a \$14 mil millones, principalmente por el registro de la pérdida por diferencia en cambio en Zona Franca Celsia, la cual alcanzó \$15 mil millones, mientras que el mismo periodo del año anterior había sido de \$4 mil millones. Cabe destacar que el ingreso por diferencia en cambio de las inversiones en Centroamérica se registra como mayor valor del patrimonio.

La provisión para el impuesto de renta por su parte fue 38% menor frente al primer trimestre del año anterior. Con todo lo anterior, la ganancia neta del período fue de \$8 mil millones frente a los \$109 mil millones registrados bajo la norma NIIF en el primer trimestre de 2014.



Estado de Situación Financiera

En el Estado de Situación Financiera se destaca, en el activo, el aumento de los deudores asociado a una mayor comercialización de gas natural y mayores ventas de energía, el aumento de inventarios en activos de Centroamérica y el aumento de activos por impuestos corrientes que incluye los anticipos de impuestos de renta. Las inversiones permanentes por su parte presentaron una disminución frente a diciembre después del cálculo a valor razonable.

En el pasivo, se destaca el efecto de la mayor TRM en las obligaciones financieras. Las cuentas por pagar aumentan debido al registro de los dividendos por pagar de Celsia.



Inversión y plan de expansión

Al cierre del primer trimestre 2015, se ejecutaron inversiones consolidadas por \$35 mil millones.

El pasado 28 de enero se formalizó ante el mercado mayorista la operación comercial de la central Bajo Tuluá, de 19,9 MW, la cual tiene una producción media esperada de 117 GWh/año. El proyecto registró una inversión total de \$152 mil millones.

En cuanto al proyecto Cucuana, de 55 MW, se registró un avance total del 99% al primer trimestre de 2015, período en el cual se terminó el montaje electromecánico de equipos principales y se ejecutaron pruebas en seco de las unidades y pruebas de integración de la subestación Cucuana. La ejecución total a marzo fue de \$297 mil millones y se proyecta que la central inicie operación comercial en el tercer trimestre de este año.

En el negocio de distribución, al cierre del primer trimestre de 2015, se realizaron inversiones por \$7 mil millones, principalmente en (i) la compra de equipos de medida centralizada para el plan de pérdidas; (ii) la reposición de equipos y elementos en subestaciones y redes de media y baja tensión; (iii) la instalación de nuevos servicios de energía; (iv) la gestión socio ambiental proyecto línea Calima – Bahía y (v) el arranque del proyecto modernización sistemas de gestión.



Estado de flujo de efectivo

A marzo de 2015, el efectivo y equivalente de efectivo consolidado se situó en \$536.235 millones, con una disminución de \$53.265 millones con respecto a diciembre de 2014. Al primer trimestre de 2015, el efectivo provisto por las operaciones ascendió a \$60.855 millones y el flujo neto de dividendos alcanzó \$538 millones. Dichos recursos se utilizaron así: \$35.180 millones en actividades de inversión y \$79.478 millones principalmente en el servicio de la deuda y pago de dividendos.

Flujo de efectivo (COP mill.)	Total
EBITDA	212.759
(+) Necesidades Netas de KW	(103.516)
(-) Impuestos	48.388
Total Flujo de Caja Operación	60.855
Flujo de Caja de Inversión	
(-) CapEx	35.180
Total Flujo de Caja de Inversión	(35.180)
Flujo de Dividendos	
(+) TF	-
(+) Dividendos	538
Total Flujo de Dividendos	538
Flujo de Caja Libre de la Compañía	26.213
Flujo de Caja Financiero	
(-) Amortización	(69.879)
(-) Intereses	(43.002)
(+) Desembolso Crédito	65.234
Obligaciones Financieras Totales	(47.646)
(+) Otros Ingresos	4.817
(-) Otros Egresos	(21.317)
(+) Rendimientos Financieros y Otros	4.773
(-) Dividendos	(20.104)
Total Flujo de Caja Financiero	(79.478)
Total Flujo de Caja del Período	(53.265)
(+) Caja Inicial	589.500
Saldo de Caja Final	536.235

Anexo: ESFA

Adopción normas NIIF

Los Estados Financieros presentados en este documento fueron preparados de acuerdo con la política de contabilidad aprobada por la Junta Directiva de la compañía en concordancia con la aplicación de Normas Internacionales de Información Financiera, NIIF, emitidas por el IASB (*International Accounting Standards Board*) y que se aplican en Colombia a partir del primero de enero de 2015. Los resultados de 2014 se han reexpresado de acuerdo con las normas NIIF para hacerlos comparables.

Estado de la Situación Financiera de Apertura (ESFA)

A continuación se presentan los principales impactos económicos de la transición a las NIIF al 1 de enero de 2014 (balance de apertura).

Celsia S.A. E.S.P.

Estados financieros consolidados

Expresados en millones de pesos colombianos

Cifras en COP millones	1 de enero de 2014				Cifras en COP millones	1 de enero de 2014		
	LOCAL	NIIF	VARIAC.			LOCAL	NIIF	VARIAC.
Disponible	200.684	200.684	0					
Inversiones temporales	697.076	697.076	-					
Deudores, neto	305.748	286.675	(19.073)	1				
Inventarios	10.603	33.856	23.253	2				
Gastos pagados por anticipado	6.068	6.068	-					
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	1.220.179	1.224.358	4.180					
Deudores, neto	12.390	12.597	207					
Inventarios	46.605	-	(46.605)	2				
Inversiones permanentes, no controladas	101.060	353.099	252.039	3				
Propiedades, planta y equipo, neto	3.342.856	5.353.361	2.010.505	4				
Cargos diferidos, neto	31.177	-	(31.177)	5				
Bienes adquiridos en leasing financiero, neto	163.309	163.309	-					
Intangibles, neto	268.128	276.128	8.000	5				
Otros activos	810	2.580	1.770	5				
Valorizaciones y desvalorizaciones, neto	2.140.033	-	(2.140.033)	4				
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	6.106.367	6.161.073	54.707					
TOTAL ACTIVO	7.326.545	7.385.432	58.887					
					PASIVO			
					Obligaciones financieras	33.845	33.845	0
					Bonos	11.607	11.607	-
					Cuentas por pagar	205.776	219.131	13.355
					Impuestos, gravámenes y tasas	93.270	134.788	41.519
					Obligaciones laborales y de seguridad social	13.656	10.764	(2.892)
					Pasivos estimados y provisiones	35.329	29.558	(5.771)
					Pensiones de jubilación	-	-	-
					Otros pasivos	13.711	13.711	-
					TOTAL PASIVO CORRIENTE	407.194	453.405	46.211
					Obligaciones financieras	340.707	340.708	0
					Bonos y papeles comerciales	1.400.000	1.397.930	(2.070)
					Impuestos, gravámenes y tasas	-	-	-
					Pasivos estimados y provisiones	151.258	151.258	-
					Pensiones de jubilación	80.864	116.799	35.936
					Otros pasivos	36.040	496.935	460.895
					TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	2.008.870	2.503.630	494.761
					TOTAL PASIVO	2.416.064	2.957.035	540.972
					PATRIMONIO E INTERÉS MINORITARIO			
					Interés de la minoría	1.622.157	1.377.121	(245.036)
					PATRIMONIO	3.288.325	3.051.275	(237.050)
					TOTAL PASIVO Y PATRIMONIO	7.326.545	7.385.431	58.887

Activo

El principal impacto se presenta en la Propiedad Planta y Equipo, donde los saldos de apertura fueron considerados empleando el costo atribuido o valor razonable, en lugar del costo histórico. Los avalúos contratados para este propósito arrojaron un mayor valor, frente al costo, de \$2 billones con lo cual la depreciación a partir de 2014 se incrementó en \$39 mil millones. Los nuevos activos que se incorporen serán valorados al costo y ya no habrá nuevos avalúos sino pruebas de deterioro.

Igualmente, las inversiones en compañías no controladas se registran a su valor razonable con lo cual se presenta un incremento de \$252.039 millones en la cuenta de Inversiones Permanentes (ver nota 3 del activo).

Al registrarse el valor razonable en las cuentas Propiedad, Planta y Equipo e Inversiones Permanentes, se presenta una disminución de la cuenta de valorizaciones de \$2,14 billones (ver nota 4 del activo).

Por otro lado, el análisis del Inventario según NIC 16 y NIC 2 tuvo como consecuencia un mayor valor del inventario corriente por \$23.253 millones (ver nota 2 del activo). El inventario no corriente pasa, una parte a ser corriente y otra a ser parte de la Propiedad, Planta y Equipo.

En lo relacionado con la cuenta Deudores Netos se presenta una reclasificación de anticipos por \$19.073 millones a la cuenta de Propiedad, Planta y Equipo (ver nota 1 del activo).

Por otra parte, la cuenta de Cargos Diferidos bajo la norma local incorpora el impuesto diferido activo, el cual pasa a presentarse neto con el impuesto diferido pasivo según los requerimientos de las NIIF. Algunas partidas asociadas con estudios de proyectos pasan a clasificarse como Intangibles.

Pasivo y Patrimonio:

El principal impacto en el pasivo se da en lo relacionado con el impuesto diferido. De acuerdo con los principios contables colombianos, su reconocimiento se realiza considerando únicamente las diferencias temporales que se presentan entre los resultados contables y los resultados fiscales. Bajo las NIIF, el método es el denominado “método del pasivo”, que considera todas las diferencias temporarias entre las bases contables y fiscales de activos y pasivos. El impacto se presentó principalmente por el reconocimiento del impuesto diferido pasivo asociado al costo atribuido de la Propiedad, Planta y Equipo, con lo cual se registra un mayor valor neto en esta cuenta por \$478.520 millones y eliminaciones de corrección monetaria diferida que la norma no lo permite (ver nota 6 del pasivo).

Para el balance de apertura, \$43 mil millones de saldos impagos del impuesto al patrimonio, que no habían sido reconocidos como pasivo bajo la contabilidad local, fueron contabilizados como un pasivo real, reduciendo así el patrimonio. Finalmente, la empresa también reflejó en los balances de apertura el valor del pasivo pensional de acuerdo con la NIC 19, incluyendo los beneficios de largo plazo, lo cuales se amortizaban hasta 2029 según la norma local. Con lo anterior se presenta un incremento en la cuenta Pensiones de Jubilación de \$35 mil millones.

También, se presenta el reconocimiento de mayores contingencias y se trasladan algunos pasivos estimados al pasivo real (ver nota 1 del pasivo).

Es así como, el patrimonio de la organización se disminuye en \$237 mil millones, un 8% menos que el último valor registrado bajo la norma local.

Estados Financieros*



Estado de Resultados Integrales, ERI – consolidado

Expresado en millones de pesos colombianos

Ingresos consolidados	<u>1T 15</u>	<u>1T 14</u>	<u>Var %</u>
Generación de energía eléctrica	539.586	363.712	48%
Comercialización minorista	166.171	146.467	13%
Uso y conexión de redes	54.281	52.526	3%
Comercialización de gas y de transporte	18.937	5.843	224%
Otros servicios operacionales	11.732	8.785	34%
Ingresos ordinarios	790.707	577.332	37%
Costos de ventas	-613.794	-362.259	69%
GANANCIA BRUTA	176.913	215.073	-18%
Margen bruto	22,4%	37,3%	
Otros ingresos	21.633	10.113	114%
Gastos de administración	-43.087	-23.580	83%
Otros gastos	-46.722	-7.657	510%
GANANCIA ANTES DE FINANCIEROS	108.737	193.949	
Resultado financiero - ingresos financieros	10.833	17.469	-38%
Resultado financiero - gastos financieros	-76.801	-47.130	63%
GANANCIA ANTES DE IMPUESTOS	42.770	164.288	-74%
Impuesto a las ganancias	-33.964	-54.555	-38%
GANANCIA NETA	8.806	109.732	-92%
Margen Neto	1,1%	19,0%	
GANANCIA (PERDIDA) ATRIBUIBLE			
A propietarios de la controladora	-4.635	62.865	-107%
A participaciones no controladoras	13.441	46.867	-71%
GANANCIA (PERDIDA)	8.806	109.732	-92%
EBITDA	212.759	233.297	-9%
MARGEN EBITDA	26,9%	40,4%	



Estado de la Situación Financiera, ESF - consolidado

Expresado en millones de pesos colombianos

ESTADO DE SITUACION FINANCIERA CONSOLIDADO	mar-15	dic-14
Propiedades, plantas y equipos	6.849.779	6.827.615
Propiedades de inversión	20.883	19.413
Bienes adquiridos en leasing financiero	240.789	237.702
Activos intangibles, netos (Concesiones)	218.690	209.064
Otros activos financieros no corrientes (invers. permanentes)	350.743	439.514
Deudores comerciales y otras por cobrar no corrientes	3.814	30.453
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, no corrientes	0	0
Plusvalía	585.301	561.968
Otros activos	2.201	4.742
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE	8.272.200	8.330.470
Efectivo y equivalentes al efectivo	350.579	293.747
Otros activos financieros corrientes (portafolio)	185.656	295.753
Otros activos no financieros (Gastos pagados por anticipado)	45.341	51.518
Deudores comerciales y otras ctas por cobrar, netos	486.209	411.305
Cuentas por cobrar a entidades relacionadas, corrientes		
Inventarios (Incluye en tránsito)	102.118	72.318
Activos por impuestos corrientes, netos	49.413	29.674
TOTAL ACTIVO CORRIENTE	1.219.316	1.154.314
TOTAL ACTIVO	9.491.516	9.484.784
Capital emitido	180	180
Primas de emisión	298.146	298.146
Reservas	2.471.189	2.383.907
Ganancias (pérdidas) del ejercicio	-4.635	173.632
Ganancias acumuladas (ORI)	359.024	402.380
Ganancias acumuladas balance apertura	26.437	26.437
Total patrimonio atribuible a los propietarios de la controladora	3.150.341	3.284.682
Efecto neto consolidación balance de apertura		
Participaciones no controladoras	981.171	1.112.105
TOTAL PATRIMONIO NETO	4.131.512	4.396.787
Otros pasivos financieros no corrientes	2.768.995	2.656.732
Otras provisiones no corrientes	149.463	156.502
Pasivos por impuestos diferidos, netos	462.403	470.767
Provisiones por beneficios a los empleados, no corrientes	120.859	121.069
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE	3.501.720	3.405.069
Otros pasivos financieros corrientes	1.118.970	1.070.230
Cuentas por pagar corrientes	506.588	439.522
Cuentas por pagar a entidades relacionadas	0	0
Otras provisiones, corrientes	37.224	34.938
Pasivos por impuestos, corrientes, netos	167.263	105.080
Provisiones por beneficios a los empleados, corrientes	15.363	13.646
Otros pasivos no financieros, corrientes	12.876	19.512
TOTAL PASIVO CORRIENTE	1.858.284	1.682.928
TOTAL PASIVO	5.360.004	5.087.997
TOTAL PATRIMONIO Y PASIVO	9.491.516	9.484.784



Proforma ERI – Colombia

Expresado en millones de pesos colombianos

	<u>1T 15</u>	<u>1T 14</u>	<u>Var %</u>
Generación de energía eléctrica	390.807	363.712	7%
Comercialización minorista	166.170	146.467	13%
Uso y conexión de redes	54.280	52.526	3%
Comercialización de gas y de transporte	18.937	5.843	224%
Otros servicios operacionales	8.820	8.785	0%
Ingresos ordinarios	639.014	577.332	11%
Costos de ventas	-479.583	-362.259	32%
GANANCIA BRUTA	159.431	215.073	-26%
Margen bruto	24,9%	37,3%	
Otros ingresos	21.314	10.113	111%
Gastos de administración	-36.500	-23.580	55%
Otros gastos	-44.201	-7.657	477%
GANANCIA ANTES DE FINANCIEROS	100.044	193.949	-48%
Resultado financiero - ingresos financieros	10.659	17.469	-39%
Resultado financiero - gastos financieros	-62.319	-47.130	32%
GANANCIA ANTES DE IMPUESTOS	48.384	164.288	-71%
Impuesto a las ganancias	-40.147	-54.555	-26%
GANANCIA NETA	8.237	109.732	-92%
Margen Neto	1,3%	19,0%	
GANANCIA (PERDIDA) ATRIBUIBLE			
A propietarios de la controladora	-10.777	62.865	-117%
A participaciones no controladoras	19.014	46.867	-59%
GANANCIA (PERDIDA)	8.237	109.732	-92%
EBITDA	170.742	233.297	-27%
MARGEN EBITDA	27%	40%	



Proforma ERI – Centroamérica

Expresado en millones de pesos colombianos

	<u>1T 15</u>
Generación de energía eléctrica	148.779
Comercialización minorista	0
Uso y conexión de redes	0
Comercialización de gas y de transporte	0
Otros servicios operacionales	2.913
Ingresos ordinarios	151.692
Costos de ventas	-134.211
GANANCIA BRUTA	17.481
Margen bruto	11,5%
Otros ingresos	321
Gastos de administración	-6.590
Otros gastos	-2.517
GANANCIA ANTES DE FINANCIEROS	8.695
Resultado financiero - ingresos financieros	40
Resultado financiero - gastos financieros	-14.348
GANANCIA ANTES DE IMPUESTOS	-5.613
Impuesto a las ganancias	6.183
GANANCIA NETA	570
Margen Neto	0,4%
GANANCIA (PERDIDA) ATRIBUIBLE	
A propietarios de la controladora	6.142
A participaciones no controladoras	-5.572
GANANCIA (PERDIDA)	570
EBITDA	42.012
MARGEN EBITDA	27,7%