

INFORME DE RESULTADOS

CEMIG ANUNCIA UN BENEFICIO NETO DE 534 MILLONES DE REALES EN EL SEGUNDO TRIMESTRE DE 2015

Hechos significativos del periodo

- La generación de flujo de caja operativo, medido como EBITDA, asciende a 1.200 millones de reales.
- El importe neto de la cifra de negocios de la Compañía se sitúa en 5.400 millones de reales.

Magnitudes operativas (GWh)	2T 2015	2T 2014	Var. (%)
Ventas de electricidad (no incluye las ventas en el mercado eléctrico de corto plazo, "CCEE")	14.198	15.487	(8,32)
Magnitudes financieras (cifras en miles de reales)	2T 2015	2T 2014	Var. (%)
Ventas en el mercado eléctrico de corto plazo, "CCEE"	701.158	940.377	(25,44)
Deuda neta	11.753.422	11.610.323	1,23
Ingresos brutos	8.444.281	6.102.157	38,38
Ingresos netos	5.392.480	4.701.427	14,70
EBITDA (bajo NIIF)	1.232.272	1.572.886	(21,66)
Beneficio neto del periodo	534.264	740.874	(27,89)
Beneficio por acción	0,42	0,59	(28,81)
Margen EBITDA	22,85%	33,46%	(10,61) p.p.

Teleconferencia

Presentación de Resultados

Segundo Trimestre 2015

Retransmisión en Directo por Internet y Teleconferencia

Miércoles, 19 de agosto de 2015 a las 14:00 horas (Hora de Brasilia)

La presentación contará con traducción simultánea al inglés y se podrá seguir por Internet desde nuestra página web: <http://ri.cemig.com.br> o por medio de teleconferencia llamando al número:

(+ 55 11) 2188-0155 (primera opción) o

(+ 55 11) 2188-0188 (segunda opción)

Clave de acceso: CEMIG

<p>PlayBack Retransmisión en Directo por Internet:</p> <p>Sitio web: http://ri.cemig.com.br Pulse sobre el <i>banner</i> para descargar Disponible en diferido durante 90 días</p>	<p>Playback Teleconferencia:</p> <p>Teléfono: (+ 55 11) 2188-0400 Clave de acceso para los participantes: CEMIG Portugués (Disponible en diferido del 19 de agosto al 2 de septiembre de 2015)</p>
--	---

Contacto para el inversor

Departamento de Relaciones con Inversores

Sitio web: <http://ri.cemig.com.br/>
Correo electrónico: ri@cemig.com.br
Teléfono: + 55 31 3506-5024
Fax: + 55 31 3506-5025

Equipo ejecutivo de Relaciones con Inversores

- **Director de Finanzas y Relaciones con Inversores (CFO)**
Fabiano Maia Pereira
- **Jefe de Relaciones con Inversores**
Antonio Carlos Vélez Braga
- **Gerente de Mercado Inversor**
Robson Laranjo

Sumario

TELECONFERENCIA.....	1
CONTACTO PARA EL INVERSOR.....	1
DEPARTAMENTO DE RELACIONES CON INVERSORES	1
EQUIPO EJECUTIVO DE RELACIONES CON INVERSORES.....	1
EXONERACIÓN DE RESPONSABILIDAD	3
COMPORTAMIENTO DE LAS ACCIONES DE LA COMPAÑÍA	4
CALIFICACIONES A LARGO PLAZO DE LA COMPAÑÍA.....	5
ADOPCIÓN DE LAS NORMAS INTERNACIONALES DE CONTABILIDAD	5
CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS	6
MERCADO ELÉCTRICO CONSOLIDADO	7
MERCADO ELÉCTRICO DE CEMIG D	9
MERCADO ELÉCTRICO DE CEMIG GT	11
BALANCE FÍSICO DE ENERGÍA ELÉCTRICA (MWH).....	12
INDICADORES DE CALIDAD DEL SUMINISTRO ELÉCTRICO: DEC/FEC	12
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN CONSOLIDADOS.....	13
IMPUESTOS Y CARGAS SOBRE LOS INGRESOS	17
GASTOS DE EXPLOTACIÓN	18
INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS.....	22
EBITDA.....	24
ENDEUDAMIENTO	24
DIVIDENDOS	26
MOROSIDAD.....	28
CARTERA DE ACTIVOS DE GENERACIÓN: GRUPO CEMIG	30
INFORMACIÓN POR EMPRESA Y POR SEGMENTOS DE EXPLOTACIÓN.....	31
PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA	33
INGRESOS REGULADOS DE TRANSPORTE (“RAP”)	34
ANEXOS	35
PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: 2T 2015.....	35
PERSONAL EN PLANTILLA.....	36
TABLAS CEMIG D (CIFRAS EN MILLONES DE REALES).....	37
TABLAS CEMIG GT (CIFRAS EN MILLONES DE REALES).....	38
TABLAS CEMIG CONSOLIDADO (CIFRAS EN MILLONES DE REALES)	39

Exoneración de Responsabilidad

Este informe contiene información y afirmaciones o declaraciones que constituyen estimaciones o proyecciones de futuro sobre Cemig. Dichas estimaciones o proyecciones pueden incluir declaraciones referidas a planes, objetivos y expectativas en relación con operaciones, inversiones, sinergias, productos y servicios futuros, y declaraciones sobre resultados futuros.

Si bien la dirección de Cemig considera que las expectativas recogidas en tales afirmaciones son razonables, se advierte a los inversores de que la información y las afirmaciones con proyecciones de futuro están sometidas a riesgos e incertidumbres – tales como el escenario macroeconómico brasileño e internacional, los avances tecnológicos, los cambios en el sector eléctrico brasileño, las condiciones de la hidrología, el comportamiento de los mercados financieros y de electricidad–, muchos de los cuales son difíciles de prever y están, de manera general, fuera del control de Cemig. Estos riesgos e incertidumbres podrían provocar que los resultados y desarrollos reales difieran significativamente de aquellos expresados, implícitos o proyectados en la información y afirmaciones con proyecciones de futuro.

La información y cualquiera de las opiniones y afirmaciones contenidas en este informe no otorgan garantía alguna sobre la imparcialidad, precisión, plenitud o corrección de la información o de las opiniones y afirmaciones que en él se expresan. Ni Cemig, ni cualquiera de sus consejeros, directivos, empleados o representantes asumen responsabilidad de ningún tipo, con independencia de que concurra o no negligencia o cualquier otra circunstancia, respecto de los daños o pérdidas que puedan derivarse de cualquier uso de este informe o de sus contenidos.

Entre los riesgos e incertidumbres relacionados con Cemig están aquéllos identificados en la sección “Factores de Riesgo” del Formulario de Referencia, depositado en la Comisión del Mercado de Valores de Brasil (CVM), y del Formulario 20F, depositado en la Comisión del Mercado de Valores de los Estados Unidos de América (SEC).

Comportamiento de las acciones de la Compañía

Acción	Símbolo bursátil	Divisa	A cierre de junio de 2015	A cierre de diciembre de 2014	Variación en el periodo (%)
Cemig PN	CMIG4	R\$	11,86	12,73	-6,85%
Cemig ON	CMIG3	R\$	11,90	13,37	-11,01%
ADR PN	CIG	US\$	3,81	4,71	-19,17%
ADR ON	CIG.C	US\$	3,82	5,11	-25,28%
Ibovespa	Ibovespa	-	53.080	50.007	6,15%
IEEX	IEEX	-	30.253	27.161	11,38%

Fuente: *Econômática*.

En el primer semestre de 2015, el volumen de negociación de la acción preferente (CMIG4) de Cemig alcanzó los 5.960 millones de reales. Este volumen hace que Cemig siga siendo una de las acciones más líquidas entre las eléctricas brasileñas y una de las más negociadas en el mercado de capitales de Brasil.

En la bolsa de Nueva York, el volumen negociado de la ADR preferente (CIG) de la Compañía alcanzó la cifra de 2.010 millones de dólares en los seis primeros meses de 2015, lo que pone de manifiesto el reconocimiento del mercado inversor y sitúa a Cemig como una opción de inversión a nivel mundial.

El Ibovespa, principal índice bursátil brasileño, subió un 6,15% hasta cerrar el periodo en los 53.080 puntos. El resultado positivo va en contramano de la situación económica que atraviesa el país.

Las acciones de Cemig, por su parte, registraron un rendimiento inferior al del principal índice bursátil brasileño: la acción ordinaria cayó un 11,01% entre enero y junio de 2015, en tanto que la acción preferente retrocedió un 6,85%.

Calificaciones a largo plazo de la Compañía

Las calificaciones y perspectivas de calificación asignadas a la Compañía y a sus filiales por las principales agencias calificadoras de riesgo se muestran en la tabla a continuación:

Calificaciones en escala nacional de Brasil:

Agencia calificadora de riesgo	Cemig		Cemig Distribuição, S.A.		Cemig Geração e Transmissão, S.A.	
	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva
Fitch	AA- (bra)	Negativa	AA- (bra)	Negativa	AA- (bra)	Negativa
S&P	brAA+	Estable	brAA+	Estable	brAA+	Estable
Moody's	Aa2.br	Negativa	Aa2.br	Negativa	Aa2.br	Negativa

Calificaciones en escala global:

Agencia calificadora de riesgo crediticio	Cemig		Cemig Distribuição, S.A.		Cemig Geração e Transmissão, S.A.	
	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva
S&P	BB+	Estable	BB+	Estable	BB+	Estable
Moody's	Ba1	Negativa	Ba1	Negativa	Ba1	Negativa

Nota: Fitch no otorga calificaciones en escala global, sino sólo en escala nacional.

El 15 de julio de 2015, Fitch Ratings rebajó de 'AA(bra)' a 'AA-(bra)' las calificaciones a largo plazo en escala nacional de Brasil asignadas a Cemig y a sus filiales Cemig Distribuição, S.A. y Cemig Geração e Transmissão, S.A., así como las calificaciones asignadas a las emisiones de obligaciones de dichas filiales.

Adopción de las normas internacionales de contabilidad

Los resultados del periodo se presentan con arreglo a las nuevas normas de contabilidad, dentro del proceso de armonización de las normas brasileñas con las normas internacionales de información financiera ("IFRS" o "NIIF", por sus siglas en español).

Cuentas de Pérdidas y Ganancias

Correspondientes a los periodos de tres meses terminados el 30 de junio de 2015 y 2014

(Miles de reales)

Consolidado	A 30.06.2015	A 30.06.2014	Var. (%)
IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	5.392.480	4.701.427	14,70
GASTOS DE EXPLOTACIÓN			
Compras de energía eléctrica	2.312.277	1.869.266	23,70
Cargos por el uso de la red de transporte	251.254	164.684	52,57
Gastos de personal (empleados y directivos)	332.709	305.104	9,05
Participación de empleados y directivos en los resultados	64.243	78.602	(18,27)
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	57.609	52.979	8,74
Materiales	17.445	16.552	5,40
Materias primas e insumos para la producción de energía eléctrica	(2.547)	88.143	-
Servicios exteriores	214.124	203.348	5,30
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	181.587	202.491	(10,32)
Provisiones	229.841	42.040	446,72
Compras de gas	261.914	-	-
Costes de construcción de infraestructuras	266.090	212.171	25,41
Otros gastos de explotación, netos	160.967	112.858	42,63
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACIÓN	4.347.513	3.348.238	29,84
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	5.718	21.227	(73,06)
Resultado de explotación antes del resultado financiero e impuestos	1.050.685	1.374.416	(23,55)
Ingresos financieros	234.553	39.423	494,96
Gastos financieros	(486.134)	(317.004)	53,35
Resultado antes de impuestos	799.104	1.096.835	(27,14)
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social) corrientes y diferidos	(264.840)	(355.961)	(25,60)
RESULTADO DEL PERIODO	534.264	740.874	(27,89)
Resultado atribuido a los accionistas de control	534.132		
Resultado atribuido a intereses minoritarios	132		

Mercado eléctrico consolidado

El Grupo Cemig comercializa energía eléctrica a través de las compañías Cemig Distribuição, S.A. (“Cemig D”) y Cemig Geração e Transmissão, S.A. (“Cemig GT”), además de las filiales generadoras Horizontes Energia, S.A., Usina Térmica Ipatinga, S.A., Sá Carvalho, S.A., UTE Barreiro, S.A., Cemig PCH, S.A. y Rosal Energia, S.A..

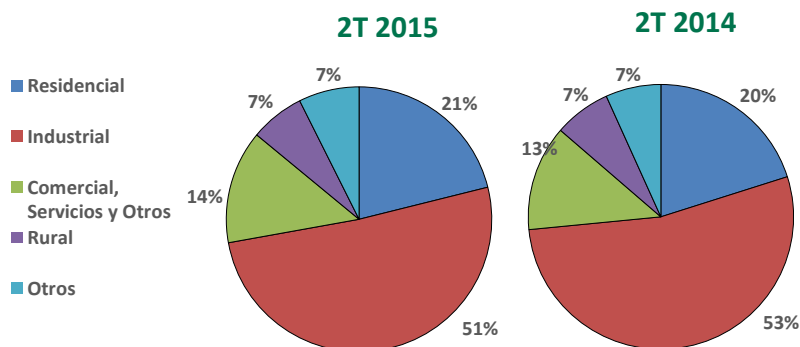
El mercado eléctrico consolidado comprende las ventas de electricidad a:

- (I) Los consumidores a tarifa regulada dentro de la zona de concesión de la Compañía en el Estado de Minas Gerais.
- (II) Los clientes a precio libre ubicados en Minas Gerais y en otros estados de Brasil, en el ámbito del mercado liberalizado (“ACL”).
- (III) Otros agentes del sector eléctrico –comercializadores, generadores y productores independientes de energía–, en el ámbito del mercado liberalizado (“ACL”).
- (IV) Las compañías distribuidoras de electricidad, en el ámbito del mercado regulado (“ACR”).
- (V) La Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) [el mercado eléctrico de corto plazo].

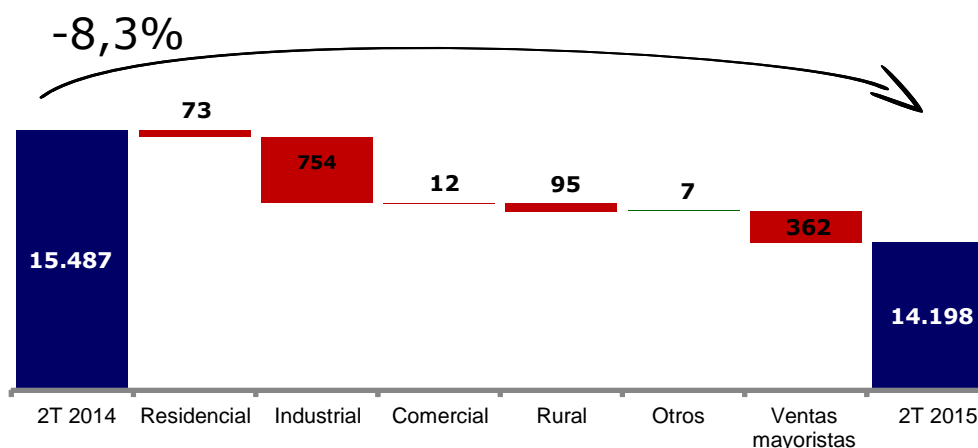
En el proceso de consolidación se eliminan las transacciones entre las entidades del Grupo.

Las ventas de electricidad a consumidores finales (incluyendo el consumo propio) sumaron un total de 11.314 GWh en el segundo trimestre de 2015, lo que representa una reducción del 7,58% con respecto al mismo periodo de 2014.

La distribución de las ventas consolidadas del Grupo Cemig por grupos de consumidores finales entre los periodos comparados se muestra en las gráficas a continuación:



Evolución del consumo total de electricidad (GWh)



El volumen de ventas de energía eléctrica se redujo un 7,58% con respecto al mismo periodo de 2014. El desglose de las ventas consolidadas de electricidad por grupos de consumo es el siguiente:

Grupos de consumo	MWh		Var. (%)	Precio medio de venta 2T 2015 (R\$)	Precio medio de venta 2T 2014 (R\$)
	2T 2015	2T 2014			
Residencial	2.386.270	2.459.539	(2,98)	775,08	524,95
Industrial	5.771.862	6.525.802	(11,55)	257,78	197,58
Comercial, servicios y otros	1.563.963	1.576.085	(0,77)	652,35	440,86
Rural	749.687	844.996	(11,28)	456,93	269,09
Administraciones públicas	223.734	224.262	(0,24)	640,31	432,17
Alumbrado público	329.545	313.329	5,18	424,28	279,38
Servicio público	280.302	288.676	(2,90)	490,33	302,55
Subtotal	11.305.363	12.232.689	(7,58)	452,95	308,55
Consumo propio	9.095	9.286	(2,06)	-	-
Ventas mayoristas a otros agentes en los mercados liberalizado y regulado (*)	2.883.357	3.244.840	(11,14)	217,83	145,82
Total	14.197.815	15.486.815	(8,32)	409,82	275,62

(*) Incluye los contratos de comercialización de energía eléctrica en el mercado regulado ("CCEAR") y los contratos bilaterales firmados con otros sujetos del sector eléctrico.

Mercado eléctrico de Cemig D

La energía facturada a los clientes a tarifa regulada y la energía transportada hacia los clientes libres y distribuidores con acceso a la red de distribución eléctrica de Cemig D sumaron un total de 10.268 GWh entre abril y junio de 2015, lo que supone una disminución del 7,76% con respecto al mismo periodo de 2014.

La reducción del consumo se atribuye a factores macroeconómicos, tales como: (I) la retracción de la actividad económica en Brasil y en el Estado de Minas Gerais; (II) la reducción de la demanda de bienes y servicios; (III) el bajo nivel de inversión privada y pública; (IV) una mayor selectividad en la concesión de financiación; (V) el alto nivel de endeudamiento y morosidad de clientes; (VI) incertidumbres en el escenario político y económico brasileño; y (VII) la lenta recuperación de la economía internacional.

A 30 de junio de 2015, el número de consumidores (puntos de suministro de electricidad) facturados ascendió a 8.012.722 usuarios, un 1,4% superior al número de consumidores facturados a 30 de junio de 2014. De este total, 426 son clientes libres que utilizan la red de distribución eléctrica de Cemig D.

El desempeño de las ventas de electricidad de la Compañía a los distintos grupos de consumo obedece principalmente a los factores siguientes:

Grupo residencial o doméstico:

El consumo del segmento residencial o doméstico representó un 16,81% del volumen de ventas de electricidad de Cemig y sumó un total de 2.386 GWh, disminuyendo un 2,98% en relación con el mismo periodo del año anterior.

Grupo industrial:

El consumo de los clientes a tarifa regulada se redujo un 8,65%, en tanto que la energía transportada hacia los clientes libres cayó un 13,70% con respecto al mismo periodo del año anterior.

Los principales factores macroeconómicos nacionales e internacionales que pueden haber influido en el consumo del grupo industrial son los siguientes:

- Nacionales: ralentización de la demanda interna, acumulación de inventarios, disminución de la utilización de la capacidad instalada en varios sectores, pérdida de competitividad, reducción del número de empleados y/o del uso de mano de obra (vacaciones colectivas, reducción de la jornada laboral), falta de confianza empresarial y bajo nivel de inversión.
- Internacionales: reducción de las exportaciones debido a la disminución de la demanda externa.

En la industria de transformación se observó una reducción del consumo en la mayoría de los sectores económicos, destacando los siguientes: ferroaleaciones (-50,5%), metalurgia de metales no ferrosos (-15,6%) y vehículos automotores (-14,9%).

Grupo rural:

El consumo de los clientes del segmento rural sumó un total de 750 GWh, lo que representa un descenso del 11,28% con respecto al mismo periodo del año anterior. Esta reducción se explica fundamentalmente por las mejores condiciones climatológicas –un mayor nivel de precipitaciones y temperaturas más cálidas–, con lo que el consumo para la actividad de riego disminuyó un 11,5%, mientras que en el resto de las actividades agrícolas se incrementó un 1,3%.

Mercado eléctrico de Cemig GT

El mercado eléctrico de Cemig GT comprende las ventas de electricidad a:

- (I) Los clientes a precio libre ubicados en Minas Gerais y en otros estados de Brasil, en el ámbito del mercado liberalizado (“ACL”).
- (II) Otros generadores, comercializadores y productores independientes de energía, en el ámbito del mercado liberalizado (“ACL”).
- (III) Las compañías distribuidoras de electricidad, en el ámbito del mercado regulado (“ACR”).
- (IV) La Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE) [el mercado eléctrico de corto plazo].

Las ventas de electricidad de Cemig GT sumaron un total de 10.183 GWh en el segundo trimestre de 2015, lo que supone un crecimiento del 1,75% con respecto al mismo periodo de 2014, reflejando las ventas en el mercado eléctrico de corto plazo (CCEE).

Las ventas de energía a clientes a precio libre disminuyeron un 11,19% entre los periodos comparados, sumando un total de 4.745 GWh entre abril y junio de 2015. Esta reducción se debe principalmente a los siguientes factores:

- Terminación a finales de 2014 de contratos de suministro que no fueron renovados.
- Disminución del consumo de los clientes debido al pobre desempeño de la economía brasileña, con la reducción de la demanda interna de bienes y servicios, también afectado por el ritmo de recuperación de la economía internacional.

Las ventas de Cemig GT a otros agentes del sector eléctrico en el mercado liberalizado alcanzaron los 1.571 GWh entre abril y junio de 2015. Por su parte, las ventas en el mercado regulado ascendieron a 1.440 GWh en el periodo.

Balance físico de energía eléctrica (MWh)

	MWh		Var. (%)
	2T 2015	2T 2014	
Electricidad suministrada a través de la red eléctrica	11.559.040	12.467.760	(7,29)
Electricidad suministrada a otros distribuidores	88.006	83.187	5,79
Electricidad suministrada a clientes libres	3.808.586	4.320.071	(11,84)
Carga propia			(4,99)
Consumo del mercado a tarifa regulada	6.371.423	6.646.316	(4,14)
Pérdidas técnicas en la red de distribución eléctrica	1.291.024	1.418.186	(8,97)

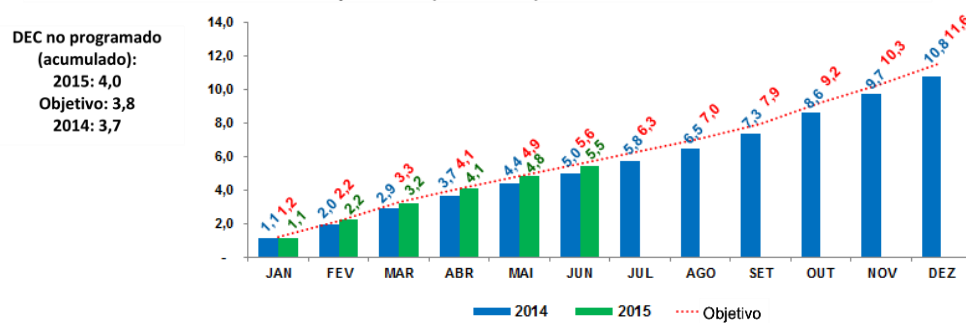
Indicadores de calidad del suministro eléctrico: DEC/FEC

Cemig desarrolla acciones e iniciativas dirigidas a mejorar la gestión operativa, la organización de la logística de los servicios de atención a emergencias y la realización permanente de inspecciones y labores de mantenimiento preventivo de subestaciones, líneas y redes de distribución eléctrica. La Compañía también invierte en la capacitación de sus profesionales, en tecnologías de punta y en la normalización de los procesos de trabajo, en aras de garantizar la calidad del suministro eléctrico y, por ende, satisfacer a sus clientes.

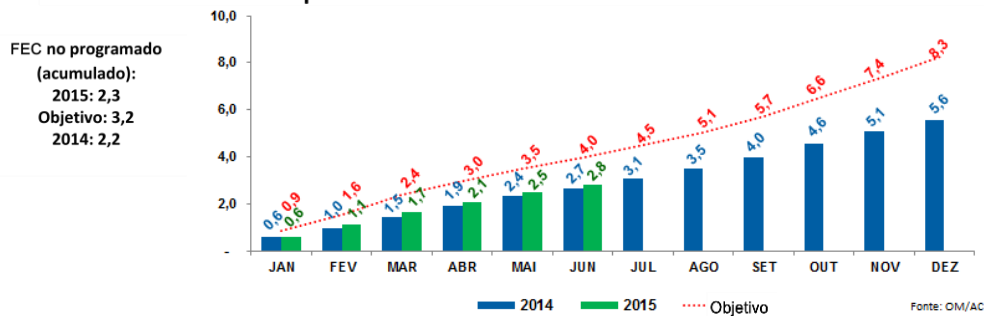
Las gráficas que se presentan a continuación muestran la evolución de los indicadores de Cemig de frecuencia ("FEC") y duración [en horas] ("DEC") de las interrupciones del suministro eléctrico desde enero de 2014¹. Estos resultados reflejan las inversiones realizadas en programas de mantenimiento preventivo (desbroce y control de la vegetación en los derechos de vía, poda de árboles, cambio de crucetas, mantenimiento de estructuras, reemplazo de postes, transformadores y cables eléctricos dañados) y en mejoras de la red eléctrica (protección de redes, mejoras en los circuitos eléctricos e interconexión de circuitos). Otra acción importante se refiere al incremento del nivel tecnológico por medio de inversiones continuas en la automatización del sistema eléctrico, a fin de permitir el restablecimiento automático y remoto del suministro eléctrico tras una interrupción.

¹ N.T. DEC: es el tiempo total acumulado, en horas, de las interrupciones del servicio eléctrico durante un periodo de tiempo. FEC: es el número acumulado de las interrupciones del servicio eléctrico durante un periodo de tiempo.

DEC: Duración de las interrupciones (en horas)



FEC: Número de interrupciones



Ingresos de explotación consolidados

Ingresos provenientes de las ventas de electricidad

Los ingresos generados por las ventas de electricidad ascendieron a 5.819 millones de reales en el segundo trimestre de 2015, con un incremento del 36,31% respecto de los 4.269 millones de reales contabilizados en el mismo periodo de 2014.

Ventas a consumidores finales

Los ingresos generados por las ventas de electricidad a consumidores finales (excluido el consumo propio) se situaron en 5.278 millones de reales a 30 de junio de 2015, frente a los 3.828 millones de reales contabilizados a 30 de junio de 2014, lo que representa un aumento del 37,88%.

La cifra de ingresos del periodo se ha visto impactada principalmente por los factores siguientes:

- Revisión tarifaria extraordinaria de Cemig D, con impacto medio del 28,76% en las tarifas eléctricas de los consumidores a partir del 2 de marzo de 2015².
- Ajuste tarifario anual de Cemig D, con impacto medio del 7,07% en las tarifas eléctricas de los consumidores a partir del 8 de abril de 2015.
- Entrada en vigor a partir de enero de 2015 del sistema de señalización de costes de generación denominado de “banderas tarifarias”³, por el que se fijaron los importes adicionales a pagar por cada 100 kWh de electricidad consumida, siendo de 1,50 reales el importe de la bandera amarilla y de 3,00 reales el importe de la bandera roja. A partir de marzo de 2015, se aumentó a 2,50 reales el importe de la bandera amarilla y a 5,50 reales el importe de la bandera roja. La bandera roja estuvo en vigor en los seis primeros meses de 2015.

² N.T. Los contratos de concesión y la legislación brasileña establecen un mecanismo de precios máximos (*price cap*) que permiten tres tipos de ajustes de la tarifa de distribución eléctrica: (1) el ajuste anual; (2) la revisión ordinaria; y (3) la revisión extraordinaria. La Compañía tiene el derecho a solicitar cada año el ajuste anual, el cual está diseñado para compensar los efectos de la inflación en la tarifa y permite traspasar a los consumidores ciertos cambios en la estructura de costes que están fuera del control de la Compañía, tales como los costes de compras de electricidad y los gravámenes sectoriales, incluyendo los peajes por el uso de las infraestructuras de transporte y distribución. Por otra parte, la revisión ordinaria de las tarifas tiene lugar cada cinco años. Las revisiones ordinarias tienen como objetivo identificar los cambios en la estructura de costes de las compañías distribuidoras, así como establecer un factor de eficiencia que se aplicará a los ajustes tarifarios anuales teniendo en cuenta los incrementos de eficiencia resultantes del aumento en la escala del negocio, con el fin de compartir estos incrementos de eficiencia con los consumidores. La Compañía también tiene el derecho a solicitar la revisión extraordinaria de la tarifa, si se comprueba que eventos significativos han afectado al equilibrio económico y financiero de la concesión. La revisión ordinaria y la revisión extraordinaria están sujetas a cierto grado de discrecionalidad por parte de ANEEL, aunque hay reglas preestablecidas para cada ciclo de revisión tarifaria.

³ N.T. El sistema de “banderas tarifarias” (verde, amarilla y roja) responde a cambios mensuales en las tarifas de energía aplicadas a los clientes para señalar aumentos en los costes de compra de energía como consecuencia de la puesta en marcha de las centrales térmicas en caso de una hidrología desfavorable. El color de la bandera se indica en la factura eléctrica del consumidor, señalizando el mayor coste de producción de energía en el periodo. El objetivo es mitigar la exposición de los flujos de caja de los distribuidores a los altos precios de la energía, reduciendo la diferencia entre el precio pagado por los distribuidores por la energía en el mercado spot y el precio pagado por los consumidores a través de la tarifa. La bandera verde indica costes de compra de energía bajos basados en un suministro esencialmente hidroeléctrico y no implica cambios en la tarifa a pagar por los consumidores. La bandera amarilla indica que los costes de generación se están incrementando debido al uso de energía térmica en el mix de generación. La bandera roja indica situaciones en las que los costes de suministro se estarían encareciendo por el uso de térmicas poco eficientes.

	R\$		Var. (%)	Precio medio de venta 2T 2015 (R\$)	Precio medio de venta 2T 2014 (R\$)	Var. (%)
	2T 2015	2T 2014				
Residencial	1.849.553	1.291.127	43,25	775,08	524,95	47,65
Industrial	1.487.893	1.289.360	15,40	257,78	197,58	30,47
Comercial, servicios y otros	1.020.258	694.834	46,83	652,35	440,86	47,97
Rural	342.554	227.378	50,65	456,93	269,09	69,81
Administraciones públicas	143.258	96.920	47,81	640,31	432,17	49,16
Alumbrado público	139.821	87.538	59,73	424,28	279,38	51,87
Servicio público	137.440	87.271	57,49	490,33	302,31	62,19
Subtotal	5.120.777	3.774.428	35,67	452,95	308,55	46,80
Energía pendiente de facturación, neto	157.212	53.399	194,41	-	-	-
Ventas mayoristas a otros agentes en los mercados liberalizado y regulado (*)	628.072	473.159	32,74	217,83	145,82	49,38
Suministro no facturado, neto	(87.556)	(32.467)	-	-	-	-
Total	5.818.505	4.268.519	36,31	409,82	275,62	48,69

(*) Incluye los contratos de comercialización de energía eléctrica en el mercado regulado ("CCEAR") y los contratos bilaterales firmados con otros sujetos del sector eléctrico.

Ingresos provenientes del peaje de acceso a las redes de distribución ("TUSD")⁴

Los ingresos provenientes del derecho de uso de la red de distribución eléctrica de Cemig D aumentaron un 138,79% entre los periodos comparados, ascendiendo a 521 millones de reales entre abril y junio de 2015, frente a los 218 millones de reales contabilizados en el mismo periodo del ejercicio anterior. El peaje de acceso a las redes de distribución eléctrica es abonado por los clientes libres en función de la energía vendida por otros agentes del sector eléctrico. Esta variación se debe al impacto de los ajustes tarifarios que tuvieron lugar en 2015, los cuales supusieron un incremento del 96,21% en las tarifas eléctricas de los clientes a precio libre. Los ajustes tarifarios de 2015 obedecen principalmente al traspaso del aumento de las aportaciones al fondo sectorial Cuenta de Desarrollo Energético (CDE). El aumento de las tarifas fue parcialmente compensado por la ralentización de las actividades del sector industrial en el periodo, lo que produjo una reducción del 13,70% en la cantidad de energía distribuida.

⁴ N.T. TUSD: siglas en portugués para la tarifa de acceso (peaje) por el uso de las redes de distribución eléctrica. Las actividades de transporte y distribución de electricidad permanecen bajo un esquema regulado debido a que, dadas sus características intrínsecas, son monopolios naturales. Así, los costos de las redes son repercutidos a los consumidores a través de los peajes o tarifas de acceso por el uso de dichas redes. Las tarifas de acceso son precios regulados fijados por el regulador y revisados de acuerdo con la metodología aprobada en la normativa al efecto.

Ingresos provenientes de transacciones de energía en el mercado eléctrico de corto plazo (Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica, CCEE)

Los ingresos por este concepto ascendieron a 701 millones de reales entre abril y junio de 2015, frente a los 940 millones de reales contabilizados en el mismo periodo de 2014, lo que supone una disminución del 25,44%. Esta variación se debe principalmente a la reducción del 47,70% en el precio *spot* medio de la electricidad (denominado “PLD”), el cual se situó en 356,81 reales por megavatio-hora a 30 de junio de 2015, frente a un precio medio de 682,20 reales por megavatio-hora a 30 de junio de 2014. En contrapartida, la Compañía contó con una mayor cantidad de energía disponible para la venta en el mercado mayorista en 2015, lo que compensó parcialmente la reducción en el precio medio de venta y el impacto negativo del indicador de déficit hidrológico “GSF” (“*Generation Scaling Factor*”).

El 27 de julio de 2015, Cemig GT obtuvo una decisión favorable de la Justicia Federal de Brasil, que estimó la solicitud de tutela anticipatoria presentada con el fin de determinar que mientras no sea dictada sentencia firme, el regulador ANEEL no podrá aplicar a dicha filial los efectos del ajuste del mecanismo financiero de distribución del riesgo hidrológico de las plantas hidroeléctricas (“MRE”), siempre que la energía efectivamente generada por el conjunto de generadores que participan en este mecanismo sea inferior a su energía asegurada total⁵.

⁵ N.T. El MRE es un mecanismo financiero de distribución del riesgo hidrológico por el que se establece que los generadores hidráulicos no serán remunerados por la energía que produzcan, sino por la energía asegurada que tengan. La denominada “energía asegurada” corresponde a la producción que puede ser sostenida a lo largo del tiempo, admitiéndose déficit de afluencias. La energía asegurada de cada planta hidroeléctrica será la fracción a ella asignada de la energía asegurada del sistema, la cual constituirá el límite de contratación determinado para los generadores hidroeléctricos participantes del sistema. En otras palabras: a través del MRE la energía producida se distribuye mediante la transferencia del excedente de las plantas que generan más que su energía asegurada a las que han generado menos. El objetivo es garantizar que todos los generadores puedan comercializar la energía asegurada que les ha sido asignada, independientemente de su producción real de energía, siempre que las plantas que integran el MRE en su conjunto, hayan generado suficiente energía para ello.

Garantía concesional de suficiencia tarifaria: cuenta “CVA” (costes no controlables) y otros componentes financieros⁶

Debido a las modificaciones de los contratos de concesión de las compañías distribuidoras de electricidad, la Compañía reconoció los saldos remanentes (activos o pasivos) de la eventual insuficiencia de reconocimiento o resarcimiento por la tarifa de los costes no controlables (cuenta CVA) y de otros componentes financieros, que se traspasarán a la tarifa durante los próximos incrementos tarifarios de Cemig D. Este reconocimiento representó un ingreso de 212 millones de reales en el segundo trimestre de 2015.

Ingresos provenientes del suministro de gas

En el segundo trimestre de 2015, la Compañía registró un ingreso por importe de 425 millones de reales proveniente del suministro de gas natural, como consecuencia de la incorporación de Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig) al perímetro de consolidación a partir de octubre de 2014.

Impuestos y cargas sobre los ingresos

Los impuestos y cargas sobre los ingresos se situaron en 3.052 millones de reales entre abril y junio de 2015, frente a los 1.401 millones de reales contabilizados por este concepto en el mismo periodo de 2014, lo que representa un incremento del 117,87%. Esta variación se debe principalmente al aumento de las aportaciones al fondo sectorial Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) y de las cargas relacionadas con el sistema de “banderas tarifarias”.

Los gastos en concepto de aportaciones a la CDE ascendieron a 859 millones de reales entre abril y junio de 2015, frente a los 54 millones de reales contabilizados en el

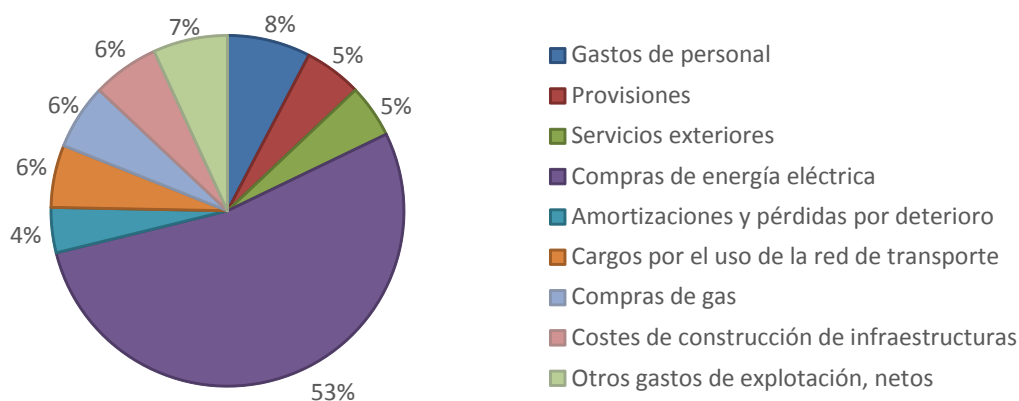
⁶ N.T. Los “costes no controlables” comprenden los costes derivados de compras de energía eléctrica para la reventa a los consumidores a tarifa, los costes de transporte de energía y diversas cargas regulatorias. Las desviaciones producidas entre estos costes estimados y los costes reales efectivamente soportados por las compañías distribuidoras se compensan en los reajustes tarifarios futuros, y se reconocen como ingreso o gasto en el balance, según sea el caso.

mismo periodo de 2014. Entre los gastos comprendidos por la CDE se encuentran los siguientes: compensaciones por concesiones; subvenciones concedidas por la aplicación de la tarifa social eléctrica; descuentos aplicados en las tarifas de uso de los sistemas de distribución eléctrica y en las tarifas de electricidad; aportaciones al fondo sectorial Cuenta de Consumo de Combustibles (CCC); y generación de energía producida a partir del carbón mineral. En 2014 algunos de estos gastos no se tomaron en cuenta en la definición de los importes a abonar a la CDE, lo que generó un déficit en el año. En 2015 se realizó un nuevo presupuesto para la CDE, con lo que el importe anual de los gastos por este concepto de Cemig D se elevó de 194 millones de reales a 2.147 millones de reales (de conformidad con lo establecido en la Resolución Nº 1.857/2015 del regulador ANEEL). Estos gastos se traspasarán a la tarifa eléctrica de la Compañía en concepto de “cargas sectoriales”.

Las demás variaciones se refieren a los impuestos que se calculan como un porcentaje sobre la facturación, por lo que son directamente proporcionales a la evolución de la cifra de ingresos de la Compañía.

Gastos de explotación

Los gastos de explotación (excluido el resultado financiero) se situaron en 4.348 millones de reales a 30 de junio de 2015, con un aumento del 29,69% respecto de los 3.352 millones de reales contabilizados a 30 de junio de 2014.



A continuación se detallan las principales variaciones experimentadas por los gastos de explotación entre los periodos comparados.

Compras de energía eléctrica

Los gastos derivados de las compras de energía eléctrica para reventa se situaron en 2.312 millones de reales entre abril y junio de 2015, un 23,70% más que los 1.869 millones de reales contabilizados en el mismo periodo del ejercicio anterior. Este aumento obedece principalmente a los factores siguientes:

Cemig D:

- Aumento del 54,37% en los gastos derivados de compras de energía en subastas, los cuales se situaron en 1.040 millones de reales entre abril y junio de 2015, frente a los 673 millones de reales contabilizados en el mismo periodo de 2014, como consecuencia principalmente de los contratos por disponibilidad de energía⁷ y los mayores costes de compras de combustible para la generación de electricidad por las centrales térmicas.
- Aumento del 102,60% en los gastos derivados de las compras de la energía producida por la hidroeléctrica Itaipú Binacional (cuyo precio se fija en dólares estadounidenses): 401 millones de reales a cierre de junio de 2015, frente a 198 millones de reales a cierre de junio de 2014. Esta variación se debe fundamentalmente al aumento de la tarifa, que se incrementó de US\$26,05/kW*mes en 2014 a U\$38,07/kW*mes a partir de enero de 2015, además de la revaluación de la divisa estadounidense respecto del real brasileño: a 30 de junio de 2015, el dólar se cotizó en promedio a 3,08 reales, en comparación con 2,21 reales a 30 de junio de 2014, lo que representa una variación del 39,37%.

⁷ N.T. En los contratos por disponibilidad de energía, el generador se compromete a suministrar determinado volumen de electricidad y asumir el riesgo de que el abastecimiento pueda verse afectado por condiciones hidrológicas adversas y niveles bajos de embalses, entre otras condiciones, en cuyo caso estará obligado a comprar energía de otra fuente con el fin de cumplir con su compromiso de abastecimiento.

- Reducción del 59,42% en las compras de corto plazo debido a la menor exposición de Cemig D en el mercado mayorista de energía eléctrica: 201 millones de reales entre abril y junio de 2015, frente a 496 millones de reales en el mismo periodo de 2014.

Cemig GT:

- Aumento del 52,04% en los gastos derivados de compras de energía eléctrica: 625 millones de reales a cierre de junio de 2015, frente a 411 millones de reales a cierre de junio de 2014. Esta variación es consecuencia principalmente del incremento del 37,21% en el volumen de compras realizadas por Cemig GT entre los periodos comparados (4.004 GWh a 30 de junio de 2015, frente a 2.517 GWh a 30 de junio de 2014), asociada a los mayores sobrecostos derivados del aumento de los precios de la energía en el mercado eléctrico brasileño.

Provisiones

Los gastos por provisiones se situaron en 230 millones de reales a 30 de junio de 2015, frente a los 42 millones de reales contabilizados a 30 de junio de 2014, lo que supone un aumento del 446,72%. Esta variación se debe principalmente al reconocimiento en junio de 2015 de una provisión por importe de 160 millones de reales para cubrir pérdidas derivadas del ejercicio de opciones de venta de participaciones en las participadas Parati, S.A. Participações em Ativos de Energia Elétrica (“Parati”) y SAAG Investimentos, S.A. (“SAAG”).

- a) Opción de venta de participaciones del fondo de capital privado Fundo de Investimento em Participações Melbourne (“FIP Melbourne”)

Cemig GT y las entidades de previsión social voluntaria que participan como inversores en la estructura de inversión de la participada SAAG firmaron contratos de opción de venta de participaciones, las cuales podrán ejercerse por dichas entidades, a su

discreción, después de transcurridos 84 meses contados desde junio de 2014. El precio de ejercicio de las opciones se corresponderá con el importe invertido por cada entidad de previsión social voluntaria en la estructura de inversión y se ajustará por aplicación de la regla de *pro rata temporis* de acuerdo con la variación del índice de precios IPCA [Índice Nacional de Precios al Consumidor Amplio], calculado por el Instituto Brasileño de Geografía y Estadística (IBGE), más un interés del 7% anual, una vez deducidos los dividendos e intereses sobre capital pagados por SAAG a las entidades de previsión social voluntaria. De conformidad con los estudios realizados, se encuentra registrado en los resultados del periodo el importe de 75 millones de reales, según la mejor estimación de la Compañía sobre las pérdidas derivadas de estas opciones.

b) Opción de venta de acciones del fondo de capital privado Fundo de Investimento em Participações Redentor (“FIP Redentor”)

Cemig otorgó al fondo de capital privado Redentor, accionista de la participada Parati, una opción de venta sobre la totalidad de las acciones de las que es titular en dicha sociedad, ejercitable en mayo de 2016. El precio de ejercicio de la opción *put* se calcula sumando el importe de las aportaciones del fondo en Parati, más los gastos de funcionamiento del fondo y deducidos los intereses sobre capital propio y dividendos pagados por Parati. El precio de ejercicio se actualizará de acuerdo con la variación del CDI [certificados de depósito interbancario] más un interés del 0,90% anual. De conformidad con los estudios realizados, se encuentra registrado en los resultados del periodo el importe de 280 millones de reales, según la mejor estimación de la Compañía sobre las pérdidas derivadas de esta opción. El vencimiento de esta opción *put* tendrá lugar el 30 de mayo de 2016.

La opción de venta será ejercida por FIP Redentor mediante notificación por escrito cursada a Cemig con una antelación mínima de 240 días anteriores a la fecha de ejercicio, poniendo en conocimiento de la Compañía su intención de ejercer la opción de venta.

Inversiones (cifras en millones de reales)	Fecha	Fondo de capital privado
Compra Redentor	12.05.2011	305,74
Compra Lepsa	30.06.2011	432,00
Compra Lepsa (Braslight)	28.07.2011	86,61
OPA Redentor	29.09.2011	250,33
		1074,68

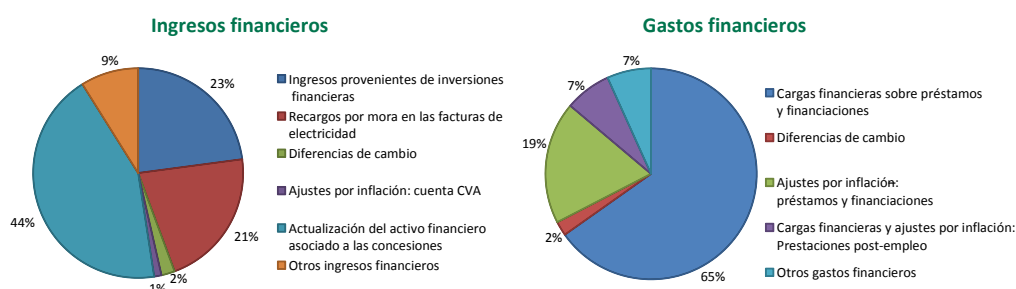
Compras de gas

Los gastos derivados de las compras de gas natural para reventa ascendieron a 262 millones de reales en el segundo trimestre de 2015, como consecuencia de la incorporación de Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig) al perímetro de consolidación a partir de octubre de 2014, momento en que la Compañía se hizo con el control de dicha sociedad al adquirir la participación del 40% ostentada por la petrolera brasileña Petróleo Brasileiro, S.A. (Petrobras).

Materias primas e insumos para la producción de energía eléctrica

Los gastos derivados de compras de materias primas e insumos para la producción de energía eléctrica representaron una recuperación de gastos por importe de 3 millones de reales entre abril y junio de 2015, frente a los 88 millones de reales contabilizados en el mismo periodo del ejercicio anterior. Este resultado es consecuencia de la suspensión de las actividades de la central térmica de Igarapé en el segundo trimestre de 2015, debido a la necesidad de mantenimiento y la instalación de nuevos equipos.

Ingresos y gastos financieros



Entre abril y junio de 2015 los gastos financieros netos ascendieron a 252 millones de reales, frente a gastos financieros netos de 274 millones de reales en el mismo periodo del ejercicio anterior. En la comparación entre el resultado financiero del segundo trimestre de 2015 y 2014 hay que tener en cuenta los factores siguientes:

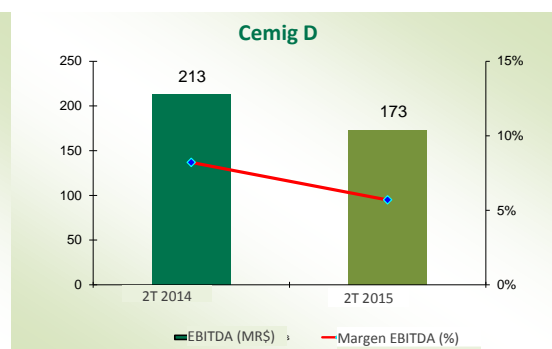
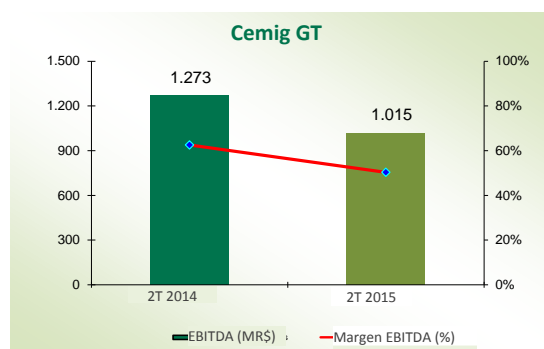
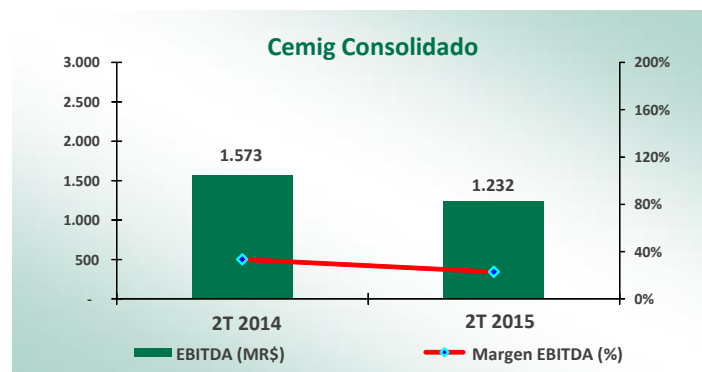
- Aumento de los ingresos provenientes de la actualización financiera de la base de activos regulados de distribución eléctrica (conocida como “base de remuneración regulatoria”, o “BRR”): 102 millones de reales a cierre de junio de 2015, frente a una reversión por importe de 113 millones de reales a cierre de junio de 2014. Esta variación obedece esencialmente a la mayor variación del índice de precios IGP-M entre los periodos comparados: 2,27% a 30 de junio de 2015, frente a una variación negativa del 0,09% a 30 de junio de 2014. Adicionalmente, en junio de 2014 se registró una reversión de la actualización financiera de la BRR por importe de 110 millones de reales, como consecuencia de la aprobación del importe definitivo de la misma.
- Aumento del 57,62% en los gastos derivados de cargas financieras sobre préstamos y financiaciones: 317 millones de reales a cierre de junio de 2015, frente a 201 millones de reales a cierre de junio de 2014. Esta variación se debe principalmente al aumento de la deuda referenciada al tipo de interés CDI [certificados de depósito interbancario], así como a la mayor variación del CDI entre los periodos comparados: 3,02% a 30 de junio de 2015, frente a una variación del 2,51% a 30 de junio de 2014.

EBITDA⁸

El EBITDA consolidado de la Compañía disminuyó un 21,66% entre abril y junio de 2015 respecto del mismo periodo del ejercicio anterior. La reducción del EBITDA entre los periodos comparados se debe principalmente al aumento del 32,26% en los gastos de explotación (excluyendo los efectos de amortizaciones y pérdidas por deterioro), parcialmente compensado por el incremento del 14,70% en la cifra de ingresos netos, como se puede ver en la tabla que se muestra a continuación:

EBITDA (cifras en miles de reales)	2T 2015	2T 2014	Var. (%)
Resultado del periodo	534.264	740.874	(27,89)
+ Gastos por impuestos (impuestos sobre beneficios y contribución social)	264.840	355.961	(25,60)
+ Resultado financiero, neto	251.581	273.560	(8,03)
+ Amortizaciones y pérdidas por deterioro	181.587	202.491	(10,32)
= EBITDA	1.232.272	1.572.886	(21,66)

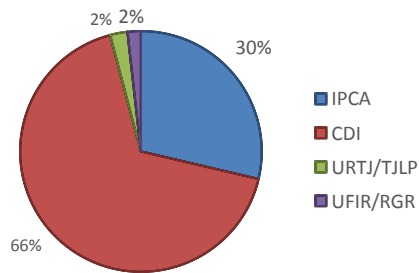
EVOLUCIÓN DEL EBITDA ABRIL-JUNIO 2014-2015 (Millones de reales)



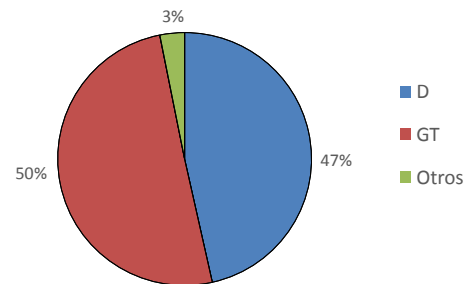
⁸ N.T. El EBITDA [acrónimo en inglés para beneficio antes de intereses, impuestos y cargos por depreciación o amortización] es una medida no contable que se define como beneficios antes de los efectos del resultado financiero (neto), impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social) y cargos por depreciación o amortización. El EBITDA no tiene un significado estandarizado y puede no ser comparable con medidas similares suministradas por otras compañías.

ENDEUDAMIENTO

Estructura de la deuda

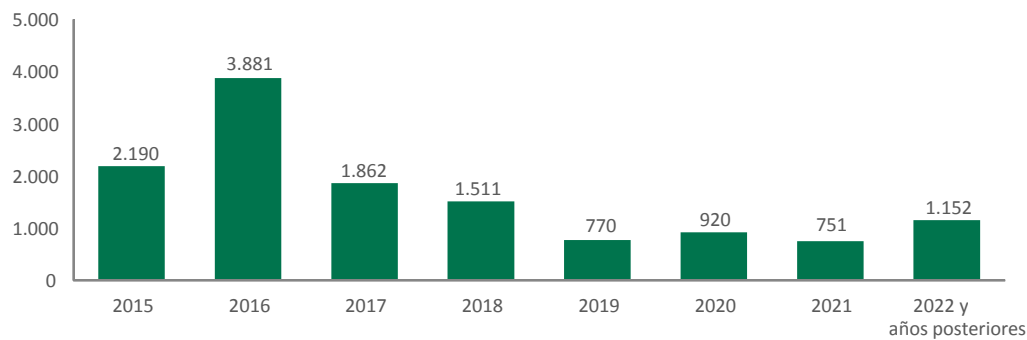


Participación en la deuda

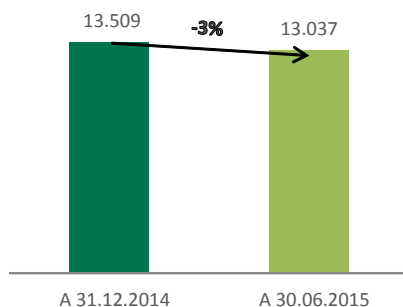


La deuda total consolidada de Cemig a 30 de junio de 2015 ascendió a 13.037 millones de reales, un 3,49% menos que la cifra registrada a 31 de diciembre de 2014.

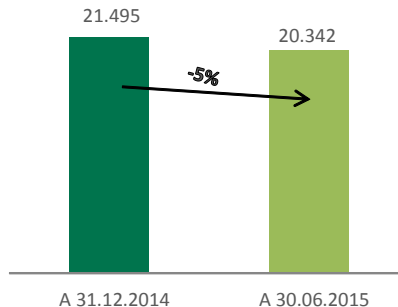
Calendario de vencimientos de deuda (millones de reales)



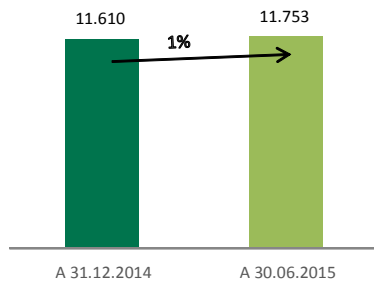
Evolución de la deuda Bajo NIIF 10 (R\$ millones)



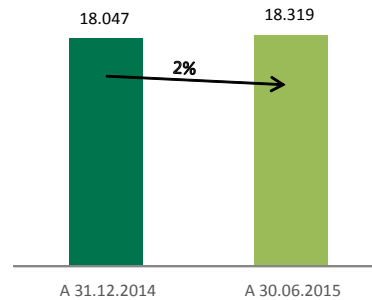
Evolución de la deuda No NIIF 10 (R\$ millones)



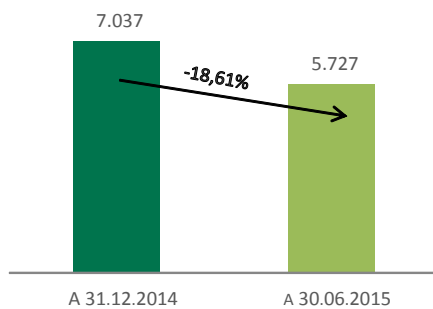
**Deuda neta
Bajo NIIF 10 (R\$ millones)**



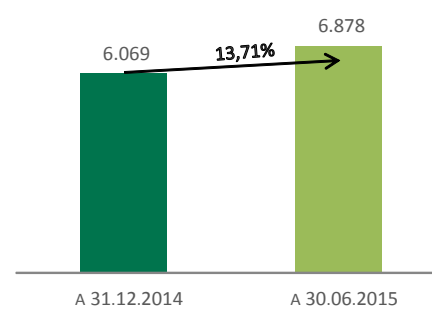
**Deuda neta
No NIIF 10 (R\$ millones)**



**Evolución de la deuda
Cemig GT (R\$ millones)**



**Evolución de la deuda
Cemig D (R\$ millones)**



DIVIDENDOS

La política de dividendos de Cemig establece que:

- El 50% del beneficio neto se distribuye a los accionistas como dividendo obligatorio, una vez cubiertas las atenciones previstas en los Estatutos Sociales y en la legislación aplicable.
- En cumplimiento de lo dispuesto en el Plan Estratégico a Largo Plazo de la Compañía (el “Plan Director”) y en la política de dividendos estipulada en el mismo, todo ello debidamente aprobado, tras la retención prevista en el presupuesto de capital y/o de inversiones elaborado por la administración de la Compañía, el beneficio no distribuido se destinará a dotar la reserva para el pago de dividendos extraordinarios hasta el límite máximo previsto en la ley.

Sin embargo, la Junta General de Accionistas celebrada el pasado 30 de abril de 2015 aprobó la propuesta de aplicación del resultado del ejercicio 2014 formulada por el Consejo de Administración de la Compañía, en la cual se estableció un reparto de dividendos por importe total de 797 millones de reales en 2015, el equivalente al 25% del beneficio neto de 3.137 millones de reales obtenido en el ejercicio 2014. El otro 25% del beneficio neto del ejercicio 2014 se destinará a la cuenta de “reserva especial de dividendos no repartidos” del patrimonio neto, y se distribuirá como dividendo tan pronto como lo permita la situación financiera de la Compañía, en los términos de lo dispuesto en el párrafo quinto del artículo 202 de la Ley N.º 6.404/1976 [la Ley de Sociedades Anónimas de Brasil].

A continuación se muestra un historial del pago de retribuciones al accionista en los últimos cuatro años:

Fecha de aprobación	Retribución	Importe por acción (R\$)
30.04.2015	Dividendo ordinario	0,45
26.12.2014	Intereses sobre capital propio	0,18
07.11.2014	Dividendo extraordinario	0,87
27.06.2014	Dividendo extraordinario	1,35
30.04.2014	Dividendo ordinario	0,89
05.12.2013	Intereses sobre capital propio	0,55
30.04.2013	Dividendo ordinario	1,43
20.12.2012	Intereses sobre capital propio	1,99
20.12.2012	Dividendo extraordinario	1,88
27.04.2012	Dividendo ordinario	1,90

El 30 de junio de 2015, Cemig hizo efectivo el primer pago de intereses sobre capital propio correspondientes al ejercicio 2014 por importe total de 115 millones de reales, el equivalente a 0,091394534 reales por acción, en cumplimiento del acuerdo adoptado por la Junta Directiva de la Compañía el 26 de diciembre de 2014.

MOROSIDAD

En 2015, con el fin de asegurar el equilibrio económico y financiero de las empresas del sector eléctrico y la sincronización entre las tarifas y los costes variables reales de la energía, el regulador ANEEL implementó a partir de enero el sistema de señalización de costes de generación denominado de “banderas tarifarias”, y promovió el ajuste extraordinario de tarifas en marzo. La adopción de estas medidas ha afectado la tarifa de electricidad, con el traspaso de costes a los consumidores finales.

Ante este escenario de incremento excepcional de las tarifas de energía, se ha producido un aumento de los importes facturados y no pagados por los consumidores finales, lo que ha generado un crecimiento en el volumen de la deuda por encima de la media de los últimos meses.

Al analizar la evolución de los niveles de morosidad desde enero de este año, cuando entró en vigor el sistema de banderas tarifarias, la Compañía registró un aumento promedio de impago del 5%. Este porcentaje de aumento de la morosidad se ha reflejado negativamente en el flujo de efectivo de la Compañía, que ha registrado una tasa de recaudación promedio del 95% este año, frente a un 96% el año pasado.

La Compañía utiliza diversas herramientas de comunicación y cobro para evitar el aumento de la morosidad. Entre las medidas adoptadas por la Compañía están los contactos telefónicos, o bien el envío de correos electrónicos, mensajes por SMS o comunicaciones por escrito a los clientes morosos. Si el cliente no paga, se le comunica por escrito la posibilidad de que su número de inscripción fiscal entre a los registros de deudores de SERASA (Servicio de Protección de Crédito) y CDL (Cámara de Comerciantes). En tal caso, el cliente tendrá diez días contados desde la recepción de la comunicación para subsanar el incumplimiento. En el supuesto de que el cliente se mantuviera en situación de impago, la Compañía pone en práctica la suspensión del suministro eléctrico. La Resolución 414 de ANEEL permite que se lleve a cabo la suspensión del suministro a los 15 días contados desde la recepción de la notificación

de incumplimiento por parte del cliente, la cual se realiza en la propia factura de electricidad.

Cabe señalar que, históricamente, la mayoría de los clientes efectúa el pago de las facturas en fechas cercanas al vencimiento, con el fin de seguir cumpliendo con Cemig y evitar cobros o, en su caso, la suspensión del suministro por impago.

Índice de recaudación (recaudación sobre facturación en los últimos 12 meses):
94,85%.

Índice de morosidad: 3,65%.

CARTERA DE ACTIVOS DE GENERACIÓN: GRUPO CEMIG

CEMIG: cartera de generación en MW *						
Fase	Hidroeléctrica	Pequeña hidroeléctrica	Eólica	Solar	Térmica	Total
En operación	7.156	253	237	1	184	7.831
En construcción/contratadas	1.738	29	658	34	-	2.459
Total	8.894	282	895	35	184	10.290

* Las cifras sólo se refieren a la participación directa o indirecta de Cemig en los proyectos a 31.03.2014.

Aspectos más destacados del 2T 2015:

Central hidroeléctrica de Itaocara

El 30 de abril de 2015, el consorcio hidroeléctrico UHE Itaocara, constituido por Cemig GT (participación del 49%) y por la sociedad Itaocara Energia, Ltda. (participación del 51%), filial íntegramente participada por Light, S.A., se adjudicó el proyecto de construcción de la central hidroeléctrica de Itaocara I en la subasta eléctrica A-5, que tuvo por finalidad licitar nuevos proyectos de generación. Las principales características del proyecto son las siguientes:

– Ubicación geográfica:	Río Paraíba do Sul, en el Estado de Río de Janeiro
– Potencia instalada:	150 MW
– Energía asegurada:	93,4 MW medios
– Porcentaje de energía asegurada destinada al mercado eléctrico regulado:	95,5%
– Licencia medioambiental:	Licencia de Instalación (LI) concedida
– Precio de venta en el mercado eléctrico regulado:	154,99 reales por megavatio-hora (MWh) (fecha de referencia abril de 2015)
– Fecha de inicio del contrato de suministro al mercado eléctrico regulado (CCEAR):	1 de enero de 2020
– Periodo de suministro (establecido en el CCEAR):	30 años
– Previsión para la entrada en operación:	Segundo trimestre de 2018
– Inversión total aproximada:	1.000 millones de reales (fecha de referencia marzo de 2015), siendo: 2,1% en 2015, 44,2% en 2016, 40,2% en 2017, 13,0% en 2018 y 0,5% en 2019
– Estructura de capital estimada:	Recursos propios (30%), Banco de Desarrollo de Brasil (BNDES) (40%) y recursos provenientes de una emisión de obligaciones (30%)

INFORMACIÓN POR EMPRESA Y POR SEGMENTOS DE EXPLOTACIÓN

INFORMACIÓN FINANCIERA POR EMPRESA A 30 DE JUNIO DE 2015																		
	HOLDING	CEMIG GT	CEMIG D	GASMIG	CEMIG TELECOM	SÁ CARVALHO	ROSAL	OTRAS FILIALES	ELIMINACIONES / TRANSFERENCIAS	TOTAL FILIALES	TAESA	LIGHT	MADEIRA	ALIANÇA	OTROS NEGOCIOS CONJUNTOS	ELIMINACIONES / TRANSFERENCIAS	FILIALES Y NEGOCIOS CONJUNTOS	
ACTIVO	15.690.951	13.152.248	15.327.246	1.931.305	331.997	165.123	167.115	274.113	(9.926.802)	37.113.296	4.837.354	4.678.634	2.362.924	1.030.047	4.602.428	(7.711.989)	46.912.694	
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	95.861	116.502	436.042	27.697	10.784	6.745	10.309	53.075	-	757.015	301.243	150.664	32.653	44.905	152.573	-	1.439.053	
Cuentas a cobrar	-	989.290	2.587.476	119.835	-	5.771	7.085	777	(35.809)	3.674.425	111.882	628.513	29.835	40.630	55.865	(16.103)	4.525.047	
Instrumentos financieros de renta fija	108.860	183.672	84.174	53.984	175	11.646	28.239	55.787	-	526.537	8.957	-	-	-	48.403	-	583.897	
Impuestos y otros tributos	607.467	201.952	1.514.957	78.261	26.580	610	510	857	-	2.431.194	300.981	357.254	7.578	1.680	16.022	-	3.114.709	
Otros activos	662.749	448.572	1.759.119	321.782	27.240	3.930	536	32.937	(175.214)	3.081.651	98.042	877.559	129.794	10.131	483.930	(157.649)	4.523.458	
Inversiones/Inmovilizado material/Intangibles/Activo financiero asociado a las concesiones	14.216.014	11.212.260	8.945.478	1.329.746	267.218	136.421	120.436	130.680	(9.715.779)	26.642.474	4.016.249	2.664.644	2.163.064	932.701	3.845.635	(7.538.237)	32.726.530	
PASIVO Y PATRIMONIO NETO	15.690.951	13.152.248	15.327.246	1.931.305	331.997	165.123	167.115	274.113	(9.926.802)	37.113.296	4.837.354	4.678.634	2.362.924	1.030.047	4.602.428	(7.711.989)	46.912.694	
Proveedores y suministros	4.729	324.945	1.068.205	81.455	11.176	7.082	4.419	3.987	(41.935)	1.464.063	17.827	374.051	103.384	11.932	101.416	(18.824)	2.053.849	
Préstamos, financiaciones y obligaciones simples	-	5.727.163	6.877.599	390.562	41.649	-	-	1	-	13.036.974	2.031.472	2.386.551	1.398.183	-	1.489.172	-	20.342.352	
Intereses sobre capital propio y dividendos	717.725	-	111.869	-	-	17.233	18.794	13.641	(161.537)	717.725	1	51.143	-	39.707	(90.851)	-	717.725	
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	147.725	600.603	1.971.412	-	-	-	-	-	-	2.719.740	-	10.439	-	-	-	-	2.730.179	
Impuestos y otros tributos	20.404	731.641	1.645.226	346.447	9.678	37.622	3.007	8.544	-	2.802.569	751.202	380.435	43.293	11.397	28.207	-	4.017.103	
Otros pasivos	691.935	358.388	962.436	189.294	54.373	812	720	9.402	(7.551)	2.259.809	123.672	274.006	133.646	127.291	15.567	5.079	2.939.070	
PATRIMONIO NETO	14.108.433	5.409.508	2.690.499	923.547	215.121	102.374	140.175	238.538	(9.715.779)	14.112.416	1.913.180	1.202.009	684.418	879.427	2.928.359	(7.607.393)	14.112.416	
De los accionistas de control	14.108.433	5.409.508	2.690.499	919.564	215.121	102.374	140.175	238.538	(9.715.779)	14.108.433	1.913.180	1.202.009	684.418	879.427	2.928.359	(7.607.393)	14.108.433	
De los intereses minoritarios	-	-	-	3.983	-	-	-	-	-	3.983	-	-	-	-	-	-	3.983	
RESULTADO	161	4.421.368	6.104.660	681.325	61.202	28.993	34.292	91.121	(181.363)	11.241.759	408.617	1.820.224	130.481	135.819	179.493	(118.342)	13.798.051	
Importe neto de la cifra de negocios	161	4.421.368	6.104.660	681.325	61.202	28.993	34.292	91.121	(181.363)	11.241.759	408.617	1.820.224	130.481	135.819	179.493	(118.342)	13.798.051	
Gastos de explotación	(183.330)	(2.020.695)	(5.963.045)	(578.694)	(49.939)	(20.871)	(11.103)	(30.803)	168.838	(8.689.642)	(52.445)	(1.674.055)	(115.061)	(83.893)	(135.858)	37.620	(10.713.334)	
Compras de energía eléctrica	-	(1.232.789)	(3.578.613)	-	-	(16.051)	(4.644)	(14.386)	112.802	(4.733.681)	-	(1.293.465)	(49.223)	(54.430)	(22.003)	78.437	(6.074.365)	
Cargos por el uso de la red de transporte	-	(143.560)	(399.779)	-	-	-	(1.511)	(638)	52.845	(492.643)	-	-	(24.987)	(5.755)	(7.080)	29.970	(500.495)	
Compras de gas	-	-	-	(523.922)	-	-	-	-	-	(523.922)	-	-	-	-	-	-	(523.922)	
Costes de construcción de infraestructuras	-	(56.258)	(443.405)	-	-	-	-	-	-	(499.663)	(4.732)	(129.124)	-	-	(2.070)	-	(635.589)	
Gastos de personal	(21.402)	(161.118)	(462.450)	(11.977)	(7.094)	(668)	(630)	(3.808)	-	(669.147)	(21.641)	(58.498)	(3.469)	(4.144)	(28.684)	-	(785.583)	
Participación de empleados y directivos en los resultados	(4.388)	(37.817)	(101.732)	-	(946)	(199)	(133)	(1)	-	(145.216)	(2.759)	-	-	(794)	(159)	-	(148.928)	
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	(6.393)	(25.277)	(83.548)	-	-	-	-	-	-	(115.218)	-	-	-	-	-	-	(115.218)	
Materiales	(145)	(82.576)	(22.310)	(739)	(38)	(169)	(133)	(188)	-	(106.298)	(8.326)	(1.622)	(800)	(298)	(1.302)	-	(118.646)	
Servicios exteriores	(4.196)	(64.282)	(333.383)	(2.664)	(13.356)	(959)	(1.733)	(6.109)	13.729	(412.953)	(10.149)	(73.893)	(4.560)	(7.137)	(27.956)	615	(536.033)	
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(241)	(144.086)	(224.462)	(26.003)	(18.088)	(2.750)	(2.196)	(5.249)	(5.633)	(428.708)	(928)	(73.318)	(22.967)	(12.492)	(39.100)	-	(614.944)	
Provisiones	(137.025)	(41.873)	(93.465)	-	(641)	-	(1)	-	-	(273.005)	-	(24.664)	-	(427)	(899)	-	(298.995)	
Otros gastos de explotación, netos	(9.540)	(31.059)	(219.898)	(13.389)	(9.776)	(75)	(122)	(424)	(4.905)	(289.188)	(3.910)	(19.471)	(9.055)	1.584	(8.274)	(32.302)	(360.616)	
Resultado de explotación antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación y del resultado financiero	(183.169)	2.400.673	141.615	102.631	11.263	8.122	23.189	60.318	(12.525)	2.552.117	356.172	146.169	15.420	51.926	43.635	(80.722)	3.084.717	
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	2.130.839	(103.273)	-	-	(14.565)	-	-	1.344	(1.918.535)	95.810	425	(15.968)	-	-	11.891	(141.909)	(49.751)	
Resultado de reorganización societaria	-	734.530	-	-	-	-	-	-	-	734.530	-	-	-	-	-	-	734.530	
Ingresos financieros	13.422	62.902	421.774	13.756	1.794	1.444	1.679	8.084	-	524.855	162.215	165.268	6.550	735	15.018	-	874.641	
Gastos financieros	(3.698)	(479.987)	(538.236)	(24.482)	(2.880)	(92)	(53)	(458)	-	(1.049.886)	(288.437)	(251.267)	(56.715)	(4.198)	(62.961)	-	(1.713.464)	
Resultado antes de impuestos	1.957.394	2.614.845	25.153	91.905	(4.388)	9.474	24.815	69.288	(1.931.060)	2.857.426	230.375	44.202	(34.745)	48.463	7.583	(222.631)	2.930.673	
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social) corrientes y diferidos	61.220	(829.657)	(19.967)	(3.349)	(3.203)	(3.203)	(1.753)	(14.302)	-	(838.535)	(38.527)	(21.057)	(322)	(4.795)	(8.546)	-	(911.782)	
RESULTADO DEL PERIODO	2.018.614	1.785.188	5.186	64.381	(7.737)	6.271	23.062	54.986	(1.931.060)	2.018.891	191.848	23.145	(35.067)	43.668	(963)	(222.631)	2.018.891	
Resultado atribuido a los accionistas de control	2.018.614	1.785.188	5.186	64.104	(7.737)	6.271	23.062	54.986	(1.931.060)	2.018.614	191.848	23.145	(35.067)	43.668	(963)	(222.631)	2.018.614	
Resultado atribuido a intereses minoritarios	-	-	-	277	-	-	-	-	-	277	-	-	-	-	-	-	277	
	2.018.614	1.785.188	5.186	64.381	(7.737)	6.271	23.062	54.986	(1.931.060)	2.018.891	191.848	23.145	(35.067)	43.668	(963)	(222.631)	2.018.891	

INFORMACIÓN POR SEGMENTOS A 30 DE JUNIO DE 2015

	ENERGÍA ELÉCTRICA			TELECOMUNICACIONES	GAS	OTROS NEGOCIOS	ELIMINACIÓN DE OPERACIONES INTRAGRUPPO	TOTAL
	GENERACIÓN	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN					
ACTIVOS DEL SEGMENTO	12.291.223	3.823.976	16.889.074	331.997	2.406.602	1.509.611	(139.187)	37.113.296
ADICIONES AL SEGMENTO	973.263	56.258	443.405	25.352	22.535	-	-	1.520.813
INVERSIONES EN FILIALES Y NEGOCIOS CONJUNTOS	5.691.235	2.415.948	1.206.623	-	-	378.995	-	9.692.801
IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	4.288.463	243.196	6.104.659	61.202	681.325	44.277	(181.363)	11.241.759
COSTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS								
Compras de energía eléctrica	(1.267.840)	-	(3.578.613)	-	-	(30)	112.802	(4.733.681)
Cargos por el uso de la red de transporte	(145.579)	(130)	(399.779)	-	-	-	52.845	(492.643)
Compras de gas	-	-	-	-	(523.922)	-	-	(523.922)
Total	(1.413.419)	(130)	(3.978.392)	-	(523.922)	(30)	165.647	(5.750.246)
GASTOS DE EXPLOTACIÓN								
Gastos de personal (empleados y directivos)	(101.664)	(60.751)	(462.450)	(7.094)	(11.977)	(25.211)	-	(669.147)
Participación de empleados y directivos en los resultados	(29.827)	(8.322)	(101.732)	(946)	-	(4.389)	-	(145.216)
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	(17.138)	(8.139)	(83.548)	-	-	(6.393)	-	(115.218)
Materiales	(80.913)	(2.137)	(22.310)	(38)	(739)	(161)	-	(106.298)
Servicios exteriores	(56.547)	(15.479)	(333.383)	(13.356)	(2.664)	(5.253)	13.729	(412.953)
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(154.280)	-	(224.462)	(18.088)	(26.003)	(5.875)	-	(428.708)
Provisiones (reversión de provisiones)	(43.006)	1.132	(93.465)	(641)	-	(137.025)	-	(273.005)
Costes de construcción de infraestructuras	-	(56.258)	(443.405)	-	-	-	-	(499.663)
Otros gastos de explotación, netos	(24.921)	(6.598)	(219.896)	(9.776)	(13.389)	(16.595)	1.987	(289.188)
Total	(508.296)	(156.552)	(1.984.651)	(49.939)	(54.772)	(200.902)	15.716	(2.939.396)
TOTAL COSTES Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN	(1.921.715)	(156.682)	(5.963.043)	(49.939)	(578.694)	(200.932)	181.363	(8.689.642)
Resultado de explotación antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación y del resultado financiero	2.366.748	86.514	141.616	11.263	102.631	(156.655)	-	2.552.117
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(101.930)	204.369	7.387	(14.565)	-	549	-	95.810
Resultado de reorganización societaria	734.530	-	-	-	-	-	-	734.530
Ingresos financieros	54.535	15.690	421.772	1.794	13.756	17.308	-	524.855
Gastos financieros	(385.694)	(94.805)	(538.234)	(2.880)	(24.482)	(3.791)	-	(1.049.886)
RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS	2.668.189	211.768	32.541	(4.388)	91.905	(142.589)	-	2.857.426
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social) corrientes y diferidos	(839.399)	(3.095)	(19.968)	(3.349)	(27.524)	54.800	-	(838.535)
RESULTADO DEL PERIODO	1.828.790	208.673	12.573	(7.737)	64.381	(87.789)	-	2.018.891
Resultado atribuido a los accionistas de control	1.828.790	208.673	12.573	(7.737)	64.104	(87.789)	-	2.018.614
Resultado atribuido a intereses minoritarios	-	-	-	-	277	-	-	277
	1.828.790	208.673	12.573	(7.737)	64.381	(87.789)	-	2.018.891

PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Planta	Tipo	Sociedad	Participación	Capacidad instalada (MW) *	Energía asegurada (MW medios) *	Vencimiento
Aimorés	Hidroeléctrica	Cemig GT	49%	161,70	84,28	20/12/2035
Camargos	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	46,00	21,00	08/07/2015
Emborcação	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	1.192,00	497,00	23/07/2025
Funil	Hidroeléctrica	Cemig GT	49%	88,20	43,61	20/12/2035
Igarapava	Hidroeléctrica	Cemig GT	15%	30,45	19,72	30/12/2028
Itutinga	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	52,00	28,00	08/07/2015
Irapé	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	360,00	206,30	28/02/2035
Jaguara	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	424,00	336,00	28/08/2013
Miranda	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	408,00	202,00	23/12/2016
Nova Ponte	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	510,00	276,00	23/07/2025
Porto Estrela	Hidroeléctrica	Cemig GT	33%	37,33	18,60	10/07/2032
Quelimado	Hidroeléctrica	Cemig GT	83%	86,63	47,85	02/01/2033
Salto Grande	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	102,00	75,00	08/07/2015
São Simão	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	1.710,00	1.281,00	11/01/2015
Três Marias	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	396,00	239,00	08/07/2015
Volta Grande	Hidroeléctrica	Cemig GT	100%	380,00	229,00	23/02/2017
Anil	PCH	Cemig GT	100%	2,08	1,16	08/07/2015
Bom Jesus do Galho	PCH	Cemig GT	100%	0,36	0,13	-
Cajuru	PCH	Cemig GT	100%	7,20	3,48	08/07/2015
Gafanhoto	PCH	Cemig GT	100%	14,00	6,68	08/07/2015
Jacutinga	PCH	Cemig GT	100%	0,72	0,47	-
Joasal	PCH	Cemig GT	100%	8,40	5,20	08/07/2015
Lages	PCH	Cemig GT	100%	0,68	0,54	24/06/2010
Luiz Dias	PCH	Cemig GT	100%	1,62	0,94	19/08/2025
Marmelos	PCH	Cemig GT	100%	4,00	2,88	08/07/2015
Martins	PCH	Cemig GT	100%	7,70	2,52	08/07/2015
Paciência	PCH	Cemig GT	100%	4,08	2,36	08/07/2015
Pandeiros	PCH	Cemig GT	100%	4,20	1,87	22/09/2021
Paraúna	PCH	Cemig GT	100%	4,28	1,90	-
Peti	PCH	Cemig GT	100%	9,40	6,18	08/07/2015
Pissarrão	PCH	Cemig GT	100%	0,80	0,55	19/11/2004
Piau	PCH	Cemig GT	100%	18,01	13,53	08/07/2015
Poço Fundo	PCH	Cemig GT	100%	9,16	5,79	19/08/2025
Poquim	PCH	Cemig GT	100%	1,41	0,58	08/07/2015
Rio de Pedra	PCH	Cemig GT	100%	9,28	2,15	19/09/2024
Salto Morais	PCH	Cemig GT	100%	2,39	0,74	01/07/2020
Santa Marta	PCH	Cemig GT	100%	1,00	0,58	08/07/2015
São Bernardo	PCH	Cemig GT	100%	6,82	3,42	19/08/2025
Sumidouro	PCH	Cemig GT	100%	2,12	0,93	08/07/2015
Tronqueiras	PCH	Cemig GT	100%	8,50	4,14	08/07/2015
Xicão	PCH	Cemig GT	100%	1,81	0,61	19/08/2025
Igarapé	Termoeléctrica	Cemig GT	100%	131,00	71,30	13/08/2024
Baguari	Hidroeléctrica	Filial Cemig GT	34%	47,60	27,27	15/08/2041
Santo Antônio	Hidroeléctrica	Filial Cemig GT	10%	48,71	49,84	12/06/2046
Praias de Parajuru	Éólica	Filial Cemig GT	49%	14,11	4,11	24/09/2032
Praia de Morgado	Éólica	Filial Cemig GT	49%	14,11	6,47	26/12/2031
Volta do Rio	Éólica	Filial Cemig GT	49%	20,58	9,02	26/12/2031
Cachoeirão	PCH	Filial Cemig GT	49%	13,23	8,02	25/07/2030
Paracambi	PCH	Filial Cemig GT	49%	12,25	9,57	-
Pipoca	PCH	Filial Cemig GT	49%	9,80	5,83	10/09/2031
Santa Luzia	PCH	Filial Cemig GT	100%	0,70	0,23	25/02/2026
Capim Branco I	Hidroeléctrica	Cemig Holding	21%	50,53	32,63	29/08/2036
Capim Branco II	Hidroeléctrica	Cemig Holding	21%	44,21	27,58	29/08/2036
Rosal	Hidroeléctrica	Cemig Holding	100%	55,00	30,00	08/05/2032
Sá Carvalho	Hidroeléctrica	Cemig Holding	100%	78,00	58,00	01/12/2024
Ipatinga	Termoeléctrica	Cemig Holding	100%	40,00	40,00	13/12/2014
Barreiro	Termoeléctrica	Cemig Holding	100%	12,90	11,37	30/04/2023
Machado Mineiro	PCH	Cemig Holding	100%	1,72	1,14	08/07/2025
Pai Joaquim	PCH	Cemig Holding	100%	23,00	2,41	01/04/2032
Salto do Paraopeba	PCH	Cemig Holding	100%	2,46	-	04/10/2030
Salto do Passo Velho	PCH	Cemig Holding	100%	1,80	1,48	04/10/2030
Salto Voltão	PCH	Cemig Holding	100%	8,20	6,63	04/10/2030

* La capacidad instalada y la energía asegurada corresponden a la participación de Cemig.

PCH: Pequeña hidroeléctrica.

* N.T. La "energía asegurada" (o garantía física) de un sistema hidroeléctrico es la máxima carga que puede ser atendida, admitiéndose déficit de afluencias. Es decir: el cálculo de la energía garantizada asume explícitamente el riesgo de haber déficit.

INGRESOS REGULADOS DE TRANSPORTE (“RAP”)

Resolución Homologatoria ANEEL - Nº 1.313*				
Ingreso Anual Permitido (“RAP”)	RAP	% Cemig	Cemig Consolidado	Cemig GT
Cemig GT	234.340.198	100,0%	234.340.198	234.340.198
Cemig Itajuba	36.345.194	100,0%	36.345.194	36.345.194
Centroeste	15.420.427	51,0%	7.864.418	
Transirapé	26.287.112	24,5%	6.440.342	
Transleste	36.163.304	25,0%	9.040.826	
Transudeste	22.414.358	24,0%	5.379.446	
Taesa	43,36%			
ETEO	155.851.060	43,4%	67.576.823	
ETAU	38.433.513	22,8%	8.762.945	
NOVATRANS	460.994.392	43,4%	199.886.586	
TSN	449.086.299	43,4%	194.723.252	
GTESA	8.238.429	43,4%	3.572.172	
PATESA	18.930.852	43,4%	8.208.394	
Munirah	32.335.023	43,4%	14.020.425	
Brasnorste	22.865.011	16,8%	3.833.291	
São Gotardo	4.594.930	43,4%	1.992.356	
Abengoa				
NTE	135.672.013	43,4%	58.827.214	
STE	72.452.041	43,4%	31.415.113	
ATEI	132.046.398	43,4%	57.255.152	
ATEII	204.000.305	43,4%	88.454.275	
ATEIII	102.659.854	43,4%	44.513.183	
TBE				
EATE	381.289.719	21,7%	82.634.235	
STC	36.934.709	17,3%	6.403.873	
Lumitrans	23.591.101	17,3%	4.090.187	
ENTE	199.517.005	21,7%	43.245.595	
ERTE	44.785.760	21,7%	9.706.942	
ETEP	86.906.931	21,7%	18.835.509	
ECTE	84.200.833	8,3%	6.970.657	
EBTE	40.614.511	32,3%	13.118.164	
ESDE	11.542.416	21,7%	2.501.610	
ETSE	19.741.437	8,3%	1.634.316	
Light	7.924.732	32,6%	2.581.878	
Transchile**	21.396.000	49,0%	10.484.040	
RAP TOTAL CEMIG			1.284.658.610	270.685.392

* Ingreso anual permitido en vigor del 1 de julio de 2015 al 30 de junio de 2016.

** Los ingresos regulados de transporte de la sociedad de control conjunto Transchile Charrúa Transmisión, S.A. se fijan en dólares estadounidenses y su importe se actualiza anualmente de acuerdo con lo establecido en el Decreto Nº 163 (http://www.cne.cl/images/stories/normativas/otros%20niveles/electricidad/DOC65_-_decreto163obrasurgentes.pdf).

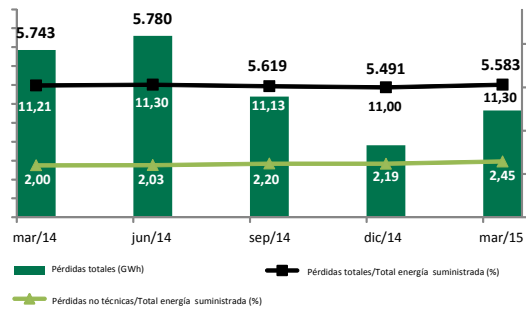
ANEXOS

Pérdidas de energía eléctrica: 2T 2015

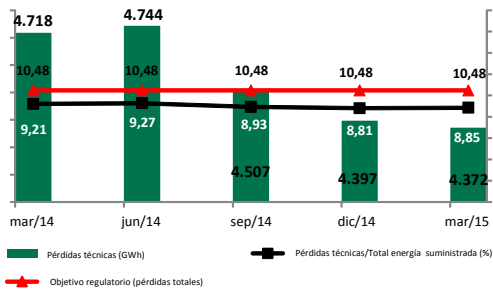
El control de las pérdidas eléctricas es uno de los objetivos estratégicos de Cemig D, que cuenta con una estructura dedicada a este propósito: la Gerencia de Gestión de Medición y Control de Pérdidas de Distribución. El cumplimiento de este objetivo se monitorea mensualmente a través del seguimiento del “Índice de Pérdidas Totales de Distribución (IPTD)”. En 2014 dicho índice se situó en un 11,00%, frente a un objetivo regulatorio del 10,48% hasta finales del año 2017. Hay que mencionar que al fijar el objetivo regulatorio durante el tercer ciclo de revisión tarifaria, el regulador ANEEL hizo cambios significativos en la metodología de cálculo de las pérdidas técnicas, imponiendo límites que suponen todo un reto para Cemig D. Las pérdidas totales se componen de las pérdidas técnicas más las pérdidas no técnicas, cuyos indicadores son el PPTD y el PPNT, respectivamente. A 31 de marzo de 2015, el PPTD se situó en un 8,85%, frente a un objetivo regulatorio del 7,84%, mientras que el PPNT fue de un 2,45%, frente a un objetivo regulatorio del 2,64%.

También en relación con las pérdidas no técnicas, ANEEL fija los valores para el mercado eléctrico de baja tensión (BT). Considerando lo anterior, el PPNT registrado en relación con el mercado facturado de BT en el primer trimestre de 2015 fue de un 6,36%, frente a un objetivo regulatorio del 7,63%, es decir: un 17% inferior al límite fijado por el regulador.

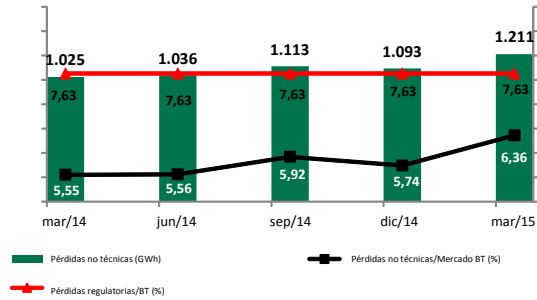
Evolución de las pérdidas totales



Evolución de las pérdidas técnicas

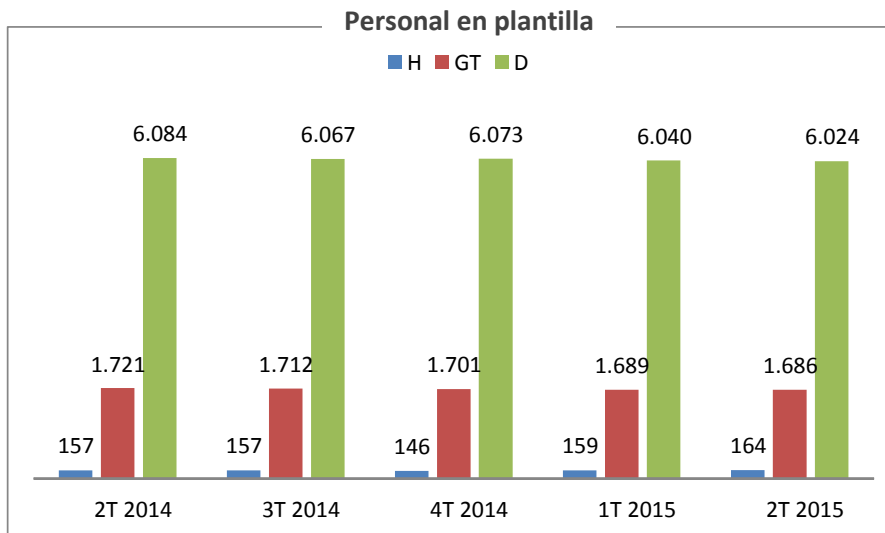


Evolución de las pérdidas no técnicas Mercado BT (baja tensión)



Personal en plantilla

En la gráfica a continuación se muestra la evolución del número de trabajadores en plantilla de Cemig Holding y de las filiales Cemig GT y Cemig D:



Tablas Cemig D (cifras en millones de Reales)

MERCADO CEMIG D				
TRIMESTRE	(GWh)			GW
	CAUTIVO	TUSD ENERGIA1	E.T.D2	TUSD DEMANDA3
2T 2013	6.374	4.867	11.241	28
3T 2013	6.486	5.017	11.503	29
4T 2013	6.615	4.975	11.591	29
1T 2014	6.744	4.464	11.208	29
2T 2014	6.646	4.485	11.132	29
3T 2014	6.686	4.298	10.984	27
4T 2014	6.935	4.201	11.136	29
1T 2015	6.780	4.034	10.814	30
2T 2015	6.371	3.896	10.268	28

(1) Se refiere a la parte de la energía para el cálculo de cargos normativos aplicados a los cliente libres (parcela A)

(2) La energía distribuida total

(3) Suma de las demandas TUSD facturado de acuerdo a la demanda contratada (parte B)

Ingresos de Explotación	2T 2015	2T 2014 Reclasificado	Δ%
Ventas a consumidores finales	4.313	2.908	48
Peaje por el uso de la red de distribución (TUSD)	522	217	140
Transacciones de energía en la CCEE	212	-	-
Ingreso de construcción	241	189	28
Otros ingresos de explotación	324	291	11
Subtotal	5.612	3.605	56
Impuestos y costes regulatorios	(2.572)	(1.011)	155
Ingresos de explotación, netos	3.040	2.594	17

Gastos de Explotación - CEMIG D Cifras en millones de Reales	2T 2015	2T 2014 Reclasificado	Δ%
Energía Eléctrica Adquirida	234	218	7
Personal / Administradores / Consejeros	40	59	(32)
Depreciaciones y Amortizaciones	42	38	9
Cargos por Uso de la Red Básica de Transmisión	12	12	1
Servicios Subcontratados a Terceros	176	161	10
Empleados	1.741	1.462	19
Materiales	113	106	6
Provisiones de Explotación	53	31	72
Costes de construcción	205	125	64
Otros Gastos	241	189	28
Participación de los empleados en los resultados	122	87	41
Total	2.980	2.488	20

Estado de Resultados	2T 2015	2T 2014 Reclasificado	Δ%
Ingresos Netos	3.040	2.594	17
Gastos de Explotación	2.980	2.488	20
EBIT	60	107	(43)
EBITDA	173	213	(19)
Resultado Financiero	(52)	(201)	(74)
Provisión por Impuesto a la Renta, Contribución Social e Impuesto a la Renta Diferido	(9)	29	-
Beneficio Neto	-	(65)	-

Tablas Cemig GT (cifras en millones de Reales)

Ingresos de Explotación	2T 2015	2T 2014 Reclasificado	Δ%
Ventas a consumidores finales	918	909	1
Ventas a otros distribuidores	608	420	45
Transacciones de energía en el ámbito de la CCEE	700	909	(23)
Ingresos por el uso de la red de transmisión	81	68	20
Ingreso de construcción	25	24	8
Ingreso de Indemnización de transmisión	55	63	(13)
Otros ingresos de explotación	4	5	(26)
Subtotal	2.391	2.398	-
Impuestos y costes regulatorios	(373)	(362)	3
Ingresos de explotación, netos	2.018	2.035	(1)

Gastos de Explotación	2T 2015	2T 2014 Reclasificado	Δ%
Gastos de personal (incluye administradores y consejeros)	78	74	5
Participación en beneficios	23	17	40
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	13	12	5
Materiales	4	4	12
Materias Primas y suministros de producción energética	(3)	88	-
Servicios exteriores	32	32	2
Depreciaciones y amortizaciones	68	80	(15)
Reservas operativas	47	5	784
Cargos por el uso de la red de transmisión	71	66	8
Compras de energía eléctrica	625	411	52
Costes de construcción	25	24	8
Otros gastos de explotación	22	20	6
Total	1.006	833	21

Estado de Resultados	2T 2015	2T 2014 Reclasificado	Δ%
Ingresos netos	2.018	2.035	(1)
Gastos de explotación	(1.006)	(833)	21
Margen de explotación (EBIT)	1.012	1.202	(16)
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(66)	(9)	644
Resultado bruto de explotación (EBITDA)	1.015	1.273	(20)
Resultado financiero	(205)	(95)	115
Provisión para impuestos corrientes y diferidos (impuesto sobre beneficios y contribución social)	(270)	(371)	(27)
Beneficio neto	472	727	717

Tablas Cemig Consolidado (cifras en millones de Reales)

Ventas de Energía (consolidado)

Ventas de Energía (GWh)	2T 2015	2T 2014	Δ%
Residencial	2.386	2.460	(3)
Industrial	5.772	6.526	(12)
Comercial	1.564	1.576	(1)
Rural	750	845	(11)
Otros	834	826	1
Subtotal	11.305	12.233	(8)
Consumo Propio	9	9	-
Suministro a otras concesionarias	2.883	3.245	(11)
TOTAL	14.198	15.487	(8)

Ventas de Energía (R\$)	2T 2015	2T 2014 Reclasificado	Δ%
Residencial	1.850	1.291	43
Industrial	1.488	1.289	15
Comercial	1.020	695	47
Rural	343	227	51
Otros	421	272	55
Ventas de energía eléctrica Consumidores finales	5.121	3.774	36
Energía eléctrica no facturada, neta	70	21	233
Suministro a otras concesionarias	628	473	33
TOTAL	5.819	4.269	36

Ingresos de Explotación	2T 2015	2T 2014 Reclasificado	Δ%
Ventas a consumidores finales	5.278	3.828	38
Peaje de distribución (TUSD)	521	218	139
Suministro eléctrico a otras concesionarias	541	441	23
Transacciones de energía en el ámbito de la CCEE	701	940	(25)
CVA y Otros componentes financieros	212	-	-
Ingresos por el uso de la red principal de transmisión	64	49	31
Ingreso de construcción	266	212	25
Suministro de gas	425	-	-
Ingresos Indemnización Transmisión	55	63	(13)
Otros ingresos de explotación	382	351	9
Subtotal	8.444	6.102	38
Deducciones	(3.052)	(1.401)	118
Ingresos de explotación, netos	5.392	4.701	15

Gastos de Explotación	2T 2015	2T 2014 Reclasificado	Δ%
Gastos de personal	333	305	9
Participación de los empleados en los resultados	64	79	(18)
Prestaciones post-empleo (Forluz)	58	53	9
Materiales	17	17	5
Materias primas e insumos para la producción de energía eléctrica	78	37	107
Servicios Subcontratados a Terceros	214	203	5
Energía eléctrica adquirida para reventa	2.312	1.869	24
Depreciaciones y Amortizaciones	182	202	(10)
Provisiones de Explotación	230	42	447
Cargos por Uso de la Red principal de Transmisión	251	165	53
Compras de gas	262	-	-
Costes de construcción	266	212	25
Otros gastos de explotación	161	117	38
Total	4.348	3.352	30

Desglose del Resultado Financiero	2T 2015	2T 2014	Δ%
Ingresos financieros	235	39	495
Ingresos provenientes de inversiones financieras	54	86	(37)
Recargos por mora sobre facturas de energía eléctrica	50	43	18
Diferencias de cambio	5	13	(61)
Variación monetaria	5	4	19
Variación monetaria - CVA	3	-	-
Actualización del activo financiero asociado a la concesión	102	(113)	-
Otros ingresos financieros	16	7	122
Gastos financieros	(486)	(313)	55
Cargas financieras sobre préstamos y financiaciones	(317)	(201)	58
Diferencias de cambio	(11)	(2)	519
Variación monetaria: préstamos y financiaciones	(91)	(69)	33
Variación monetaria: concesiones a título oneroso	(1)	-	-
Intereses y variación monetaria: prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	(34)	(29)	20
Otros gastos financieros	(32)	(13)	142
RESULTADO FINANCIERO	(252)	(274)	(8)

Estado de Resultados Consolidado	2T 2015	2T 2014	Δ%
Ingresos netos	5.392	4.701	15
Gastos de explotación	4.348	3.352	30
Resultado de explotación	1.045	1.349	(23)
EBITDA	1.232	1.573	(22)
Resultado financiero	(252)	(274)	(8)
Provisión para impuestos corrientes y diferidos (impuesto sobre sociedades y contribución social)	(265)	(356)	(26)
Beneficio neto	534	741	(28)

ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO	2T 2015	2T 2014	Δ%
Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período	887	2.202	(60)
Flujos de efectivo de las actividades de explotación	971	2.183	(56)
Resultado del período	2.019	1.991	1
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social)	839	935	(10)
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	429	385	11
Resultado de operación societaria: valoración a valor razonable de la inversión realizada en participada	(735)	-	-
Garantía concesional de suficiencia tarifaria: cuenta CVA (costes no controlables) y otros componentes financieros	(762)	-	-
Otros ajustes del resultado	(819)	(1.128)	(27)
Flujos de efectivo de las actividades de financiación	(706)	531	(233)
Préstamos, financiaciones y obligaciones	3.097	3.128	(1)
Pagos por préstamos y financiaciones	(3.674)	(1.062)	246
Pagos por dividendos e intereses sobre capital propio	(129)	(1.535)	(92)
Flujos de efectivo de las actividades de inversión	(395)	(2.927)	(87)
Inversiones financieras	485	(256)	-
Adquisición de participaciones y aportaciones de capital en participadas	(394)	(2.260)	(83)
Adquisición de inmovilizado material, activos intangibles y otros	(486)	(411)	18
Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período	757	1.989	(62)

BALANCE GENERAL CONSOLIDADO - ACTIVO	30/06/2015	31/12/2014
ACTIVOS CORRIENTES	13.516	6.554
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	757	887
Instrumentos financieros de renta fija	518	994
Cuentas a cobrar: consumidores y revendedores	3.323	2.142
Concesionarios: transporte de energía eléctrica	206	248
Activos financieros asociados a las concesiones	6.985	848
Impuestos compensables	261	214
Activo por impuestos: impuesto sobre beneficios y contribución social recuperables	334	295
Cobro de dividendos	66	73
Fondos vinculados	0	1
Existencias	40	40
Transferencias de recursos provenientes de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)	461	345
Otros activos corrientes	564	468
ACTIVOS NO CORRIENTES	23.597	28.446
Instrumentos financieros de renta fija	9	17
Cuentas a cobrar: consumidores y revendedores	68	203
Concesionarios: transporte de energía eléctrica	77	6
Impuestos compensables	378	387
Activo por impuestos: impuesto sobre beneficios y contribución social recuperables	172	207
Activo por impuestos diferidos: impuesto sobre beneficios y contribución social	1.286	1.246
Depósitos judiciales	1.557	1.535
Otros activos no corrientes	393	408
Activo financiero: concesiones	2.064	7.475
Inversiones	9.693	8.040
Inmovilizado material	4.764	5.544
Inmovilizado intangible	3.137	3.379
TOTAL ATIVO	37.113	35.000

BALANCE GENERAL CONSOLIDADO - PASIVO	30/06/2015	31/12/2014
PASIVOS CORRIENTES	9.411	10.123
Acreeedores comerciales: proveedores	1.464	1.604
Cargas regulatorias	480	106
Participación en beneficios	126	116
Impuestos, tasas y contribuciones especiales	647	555
Pasivo por impuestos: impuesto sobre beneficios y contribución social	39	43
Pagos de intereses sobre capital propio y dividendos	718	1.643
Deuda a corto plazo: préstamos y financiaciones	4.083	4.151
Deuda a corto plazo: obligaciones (debentures)	663	1.140
Personal: remuneraciones y cargas sociales	209	195
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	161	153
Otros pasivos corrientes	823	419
PASIVOS NO CORRIENTES	13.589	13.592
Costes regulatorios	172	252
Préstamos y financiaciones	1.723	1.832
Obligaciones simples (debentures)	6.567	6.386
Impuestos, tasas y contribuciones especiales	720	723
Pasivo por impuestos: impuesto sobre beneficios y contribución social	744	611
Provisiones	783	755
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	2.559	2.478
Otros pasivos no corrientes	320	554
PATRIMONIO NETO	14.108	11.281
Capital suscrito	6.294	6.294
Reservas de capital	1.925	1.925
Reservas procedentes de beneficios no repartidos	3.391	2.594
Ajustes por valoración del patrimonio neto	440	468
Resultados acumulados	2.058	-
INTERESES MINORITARIOS	4	4
TOTAL PASIVO	37.113	35.000

NOTAS ACLARATORIAS DEL TRADUCTOR:

- * El texto original en el idioma fuente de este documento es la versión oficial autorizada. La traducción sólo se suministra como adaptación y debe cotejarse con el texto en el idioma fuente, que es la única versión que tendrá un efecto legal.
 - * La numeración de las páginas de la versión traducida al castellano no coincide con la paginación del original en portugués.
 - * Todas las notas a pie de página de la versión traducida al castellano son notas del traductor (N.T.), el original en portugués no incluye ninguna nota. La secuencia numérica de las notas es correlativa y tendrá siempre en cuenta el número de las notas inseridas en las páginas precedentes.
 - * Las notas del traductor que constan de forma diferenciada en la versión traducida al castellano se refieren a aclaraciones o comentarios que, a juicio del traductor, se hacen recomendables con la finalidad de explicitar el sentido particular, matices especiales, extensión, limitaciones o dudas sobre un determinado vocablo, término o frase, que por su carácter idiomático, técnico o polisémico puede o pudiera presentar.
-