

CEMIG DISTRIBUIÇÃO, S.A.

INFORME FINANCIERO TRIMESTRAL PRIMER SEMESTRE 2015

ÍNDICE

INFORME FINANCIERO TRIMESTRAL	1
BALANCES DE SITUACIÓN	3
CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS	5
ESTADOS DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS	7
ESTADOS DE CAMBIO EN EL PATRIMONIO NETO	8
ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO	9
ESTADOS DE VALOR AÑADIDO	10
NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS	11
1. ACTIVIDAD DE LA COMPAÑÍA	11
2. BASES DE PRESENTACIÓN	12
3. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE EXPLOTACIÓN	14
4. EFECTIVO Y OTROS ACTIVOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES	14
5. INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE RENTA FIJA	15
6. CUENTAS A COBRAR: CONSUMIDORES, REVENDADORES Y CONCESIONARIOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA	15
7. IMPUESTOS COMPENSABLES	16
8. ACTIVOS POR IMPUESTOS: IMPUESTO SOBRE BENEFICIOS Y CONTRIBUCIÓN SOCIAL	17
9. DEPÓSITOS JUDICIALES	19
10. REEMBOLSO DE SUBSIDIOS A LA TARIFA ELÉCTRICA	19
11. TRANSFERENCIAS DE RECURSOS PROVENIENTES DE LA CUENTA DE DESARROLLO ENERGÉTICO (CDE)	20
12. ACTIVOS FINANCIEROS ASOCIADOS A LAS CONCESIONES	20
13. INMOVILIZADO INTANGIBLE	22
14. ACREEDORES COMERCIALES: PROVEEDORES	23
15. IMPUESTOS, TASAS Y CONTRIBUCIONES ESPECIALES	23
16. PRÉSTAMOS, FINANCIACIONES Y OBLIGACIONES (DEBENTURES)	24
17. CARGAS REGULATORIAS	27
18. PRESTACIONES POST-EMPLEO Y OTROS BENEFICIOS SOCIALES	27
19. PROVISIONES	28
20. PATRIMONIO NETO Y RETRIBUCIÓN A LOS ACCIONISTAS	34
21. INGRESOS	35
22. GASTOS DE EXPLOTACIÓN	38
23. INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS	42
24. SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS	42
25. INSTRUMENTOS FINANCIEROS Y GESTIÓN DEL RIESGO	44
26. VALORACIÓN DE ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE	52
27. TRANSACCIONES QUE NO IMPLICAN MOVIMIENTO DE EFECTIVO	54
28. HECHOS POSTERIORES	54
ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL PERIODO	55
INFORME DE REVISIÓN LIMITADA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS	68

BALANCES DE SITUACIÓN

A 30 DE JUNIO DE 2015 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2014

ACTIVO

(Miles de reales)

	Nota	A 30.06.2015	A 31.12.2014
ACTIVO CORRIENTE			
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	4	436.042	313.799
Instrumentos financieros de renta fija	5	82.569	100.819
Cuentas a cobrar: consumidores y revendedores	6	2.261.890	1.371.126
Concesionarios: transporte de energía eléctrica	6	180.788	219.770
Impuestos compensables	7	155.531	120.843
Activo por impuestos: impuesto sobre beneficios y contribución social recuperables	8a	231.246	185.159
Existencias		30.422	28.950
Contribución al alumbrado público		133.384	88.065
Reembolso de subsidios a la tarifa eléctrica	10	461.439	344.896
Subvenciones a clientes de bajos ingresos		27.880	35.197
Activos financieros asociados a las concesiones	12	6.977.046	843.793
Fondos vinculados		32	795
Otros activos corrientes		214.608	234.452
TOTAL ACTIVO CORRIENTE		11.192.877	3.887.664
ACTIVO NO CORRIENTE			
Instrumentos financieros de renta fija	5	1.605	1.726
Activo por impuestos diferidos: impuesto sobre beneficios y contribución social	8b	841.110	860.964
Impuestos compensables	7	287.070	302.522
Depósitos judiciales	9	878.759	865.556
Cuentas a cobrar: consumidores y revendedores	6	68.080	202.733
Concesionarios: transporte de energía eléctrica	6	76.718	6.172
Otros activos no corrientes		12.595	46.708
Activos financieros asociados a las concesiones	12	692.949	6.206.564
Inmovilizado intangible	13	1.275.483	1.484.231
TOTAL ACTIVO NO CORRIENTE		4.134.369	9.977.176
TOTAL ACTIVO		15.327.246	13.864.840

Las notas explicativas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros intermedios resumidos.

BALANCES DE SITUACIÓN

A 30 DE JUNIO DE 2015 Y 31 DE DICIEMBRE DE 2014

PASIVO

(Miles de reales)

	Nota	A 30.06.2015	A 31.12.2014
PASIVO CORRIENTE			
Deuda a corto plazo: préstamos y financiaciones	16	2.727.390	1.912.693
Deuda a corto plazo: obligaciones (debentures)	16	291.730	324.124
Acreedores comerciales: proveedores	14	1.068.205	1.119.485
Impuestos, tasas y contribuciones especiales	15	506.764	378.220
Pagos de intereses sobre capital propio y dividendos		111.869	214.955
Personal: remuneraciones y cargas sociales		143.153	132.827
Cargas regulatorias	17	430.309	57.257
Participación en beneficios		83.827	76.060
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	18	115.186	109.879
Contribución al alumbrado público		229.259	168.191
Otros pasivos corrientes		169.866	152.688
TOTAL PASIVO CORRIENTE		5.877.558	4.646.379
PASIVO NO CORRIENTE			
Deuda a largo plazo: préstamos y financiaciones	16	961.670	1.061.702
Deuda a largo plazo: obligaciones (debentures)	16	2.896.809	2.749.731
Provisiones	19	317.495	303.122
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	18	1.856.226	1.797.092
Impuestos, tasas y contribuciones especiales	15	612.622	615.485
Cargas regulatorias	17	95.531	190.668
Otros pasivos no corrientes		18.836	18.434
TOTAL PASIVO NO CORRIENTE		6.759.189	6.736.234
TOTAL PASIVO		12.636.747	11.382.613
PATRIMONIO NETO			
	20		
Capital suscrito		2.361.998	2.261.998
Reservas procedentes de beneficios no repartidos		556.103	453.017
Ajustes por valoración del patrimonio neto		(232.788)	(232.788)
Resultados acumulados		5.186	-
TOTAL PATRIMONIO NETO		2.690.499	2.482.227
TOTAL PATRIMONIO NETO Y PASIVO		15.327.246	13.864.840

Las notas explicativas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros intermedios resumidos.

CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

CORRESPONDIENTES A LOS PERIODOS DE SEIS MESES TERMINADOS EL 30 DE JUNIO DE 2015 Y 2014

(Miles de reales, a excepción de la cifra del beneficio por acción¹)

	Nota	A 30.06.2015	A 30.06.2014 (Reclasificado)
IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	21	6.104.660	4.832.177
COSTES Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN	22		
COSTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA			
Compras de energía eléctrica		(3.578.613)	(2.761.716)
Cargos por el uso de la red de transporte eléctrico		(399.779)	(258.837)
		<u>(3.978.392)</u>	<u>(3.020.553)</u>
GASTOS DE EXPLOTACIÓN			
Gastos de personal (empleados y directivos)		(385.319)	(350.551)
Materiales		(17.186)	(19.654)
Servicios exteriores		(297.408)	(277.204)
Amortizaciones		(213.655)	(201.457)
Provisiones (reversiones de provisiones)		(35.764)	4.108
Costes de construcción de infraestructuras de distribución eléctrica		(443.405)	(324.149)
Otros gastos de explotación, netos		(70.134)	(69.722)
		<u>(1.462.871)</u>	<u>(1.238.629)</u>
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACIÓN		(5.441.263)	(4.259.182)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN		663.397	572.995
OTROS GASTOS DE EXPLOTACIÓN	22		
Gastos de ventas		(57.701)	(47.861)
Gastos generales y de administración		(191.139)	(179.337)
Otros gastos		(272.942)	(228.004)
		<u>(521.782)</u>	<u>(455.202)</u>
Resultado de explotación antes del resultado financiero e impuestos		141.615	117.793
Ingresos financieros	23	421.774	160.849
Gastos financieros	23	(538.236)	(368.429)
Resultado antes de impuestos		25.153	(89.787)
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social) corrientes	8	(113)	(93.943)
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social) diferidos	8	(19.854)	116.835
RESULTADO DEL PERIODO		5.186	(66.895)
Beneficio (pérdida) básico y diluido por acción ordinaria		0,0023	(0,0296)

Las notas explicativas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros intermedios resumidos.

¹ N.T. En el contexto de este informe, las cifras "por acción" se expresan como una relación por cada mil (1.000) acciones.

CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

CORRESPONDIENTES A LOS SEGUNDOS PERIODOS TRIMESTRALES TERMINADOS EL 30 DE JUNIO DE 2015 Y 2014

(Miles de reales, a excepción de la cifra del beneficio por acción)

	Nota	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014) (Reclasificado)
IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS	21	3.039.977	2.594.137
COSTES Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN	22		
COSTES DE ENERGÍA ELÉCTRICA			
Compras de energía eléctrica		(1.740.689)	(1.461.936)
Cargos por el uso de la red de transporte eléctrico		(204.572)	(124.951)
		<u>(1.945.261)</u>	<u>(1.586.887)</u>
GASTOS DE EXPLOTACIÓN			
Gastos de personal (empleados y directivos)		(193.019)	(185.724)
Materiales		(9.855)	(13.098)
Servicios exteriores		(156.761)	(154.884)
Amortizaciones		(107.680)	(108.496)
Provisiones		(22.563)	(10.390)
Costes de construcción de infraestructuras de distribución eléctrica		(240.765)	(188.628)
Otros gastos de explotación, netos		(63.351)	(47.069)
		<u>(793.994)</u>	<u>(708.289)</u>
TOTAL GASTOS DE EXPLOTACIÓN		(2.739.255)	(2.295.176)
RESULTADO BRUTO DE EXPLOTACIÓN		300.722	298.961
OTROS GASTOS DE EXPLOTACIÓN	22		
Gastos de ventas		(30.749)	(20.556)
Gastos generales y de administración		(94.421)	(57.655)
Otros gastos		(115.076)	(114.135)
		<u>(240.246)</u>	<u>(192.346)</u>
Resultado de explotación antes del resultado financiero e impuestos		60.476	106.615
Ingresos financieros	23	179.065	(17.667)
Gastos financieros	23	(231.019)	(183.195)
Resultado antes de impuestos		8.522	(94.247)
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social) corrientes	8	12.601	(53.737)
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social) diferidos	8	(21.233)	82.869
RESULTADO DEL PERIODO		(110)	(65.115)
Pérdida básica y diluida por acción ordinaria		(0,00005)	(0,0287)

Las notas explicativas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros intermedios resumidos.

ESTADOS DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS

CORRESPONDIENTES A LOS PERIODOS DE SEIS MESES TERMINADOS EL 30 DE JUNIO DE 2015 Y 2014

(Miles de reales)

	A 30.06.2015	A 30.06.2014
RESULTADO DEL PERIODO	5.186	(66.895)
OTROS INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS	-	-
TOTAL DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS EN EL PERIODO	5.186	(66.895)

Las notas explicativas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros intermedios resumidos.

ESTADOS DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS

CORRESPONDIENTES A LOS SEGUNDOS PERIODOS TRIMESTRALES TERMINADOS EL 30 DE JUNIO DE 2015 Y 2014

(Miles de reales)

	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014)
RESULTADO DEL PERIODO	(110)	(65.115)
OTROS INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS	-	-
TOTAL DE INGRESOS Y GASTOS RECONOCIDOS EN EL PERIODO	(110)	(65.115)

Las notas explicativas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros intermedios resumidos.

ESTADOS DE CAMBIOS EN EL PATRIMONIO NETO

CORRESPONDIENTES A LOS PERIODOS DE SEIS MESES TERMINADOS EL 30 DE JUNIO DE 2015 Y 2014

(Miles de reales)

	Capital suscrito	Beneficios no distribuidos	Ajustes por valoración del patrimonio neto	Beneficios (pérdidas) acumulados	Total Patrimonio neto
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2013	2.261.998	427.805	(196.945)	-	2.492.858
Resultado del periodo	-	-	-	(66.895)	(66.895)
Otros ingresos y gastos reconocidos	-	-	-	-	-
Total ingresos y gastos reconocidos	-	-	-	(66.895)	(66.895)
SALDO A 30 DE JUNIO DE 2014	2.261.998	427.805	(196.945)	(66.895)	2.425.963
SALDO A 31 DE DICIEMBRE DE 2014	2.261.998	453.017	(232.788)	-	2.482.227
Resultado del periodo	-	-	-	5.186	5.186
Otros ingresos y gastos reconocidos	-	-	-	-	-
Total ingresos y gastos reconocidos	-	-	-	5.186	5.186
Aumento de capital	100.000	-	-	-	100.000
Dotación a reserva de beneficios retenidos	-	103.086	-	-	103.086
SALDO A 30 DE JUNIO DE 2015	2.361.998	556.103	(232.788)	5.186	2.690.499

Las notas explicativas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros intermedios resumidos.

ESTADOS DE FLUJOS DE EFECTIVO

CORRESPONDIENTES A LOS PERIODOS DE SEIS MESES TERMINADOS EL 30 DE JUNIO DE 2015 Y 2014

(Miles de reales)

	A 30.06.2015	A 30.06.2014
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN		
Resultado del periodo	5.186	(66.895)
Gastos (ingresos) que no implican movimiento de efectivo		
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	135.917	118.361
Amortizaciones	224.462	210.387
Provisión para pérdidas	93.465	43.752
Bajas de activo financiero de la concesión y activos intangibles, netas	33.929	3.466
Garantía concesional de suficiencia tarifaria: cuenta CVA (costos no controlables) y otros componentes financieros	(762.497)	-
Intereses y ajustes por inflación	140.192	334.547
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social)	19.967	(22.892)
	(109.379)	620.726
(Aumento) Disminución de activos		
Cuentas a cobrar: consumidores y revendedores	(813.812)	(213.470)
Concesionarios: transporte de energía eléctrica	(31.564)	4.632
Transferencias de recursos provenientes de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)	-	(383.574)
Garantía concesional de suficiencia tarifaria: cuenta CVA (costos no controlables) y otros componentes financieros	806.923	-
Impuestos compensables	(19.236)	163.421
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social) recuperables	(46.087)	80.785
Depósitos judiciales	(13.203)	(27.732)
Subvenciones a clientes de bajos ingresos	7.317	(4.517)
Otros	(109.377)	17.736
	(219.039)	(362.719)
Aumento (Disminución) de pasivos		
Acreedores comerciales: proveedores	(51.280)	340.183
Impuestos, tasas y contribuciones especiales	125.681	(8.534)
Pagos por impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social)	55.505	(41.812)
Personal: remuneraciones y cargas sociales	10.326	(7.898)
Cargas regulatorias	277.915	7.522
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	(71.476)	(67.593)
Otros	65.024	(14.770)
	411.695	207.098
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	83.277	465.105
Pagos por intereses sobre préstamos y financiaciones	(400.430)	(290.251)
Pagos por impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social)	(55.618)	(52.131)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE EXPLOTACIÓN	(372.771)	122.723
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN		
Instrumentos financieros de renta fija	18.371	(344.667)
Fondos vinculados	763	1.471
Adquisición de activos intangibles	(373.245)	(324.149)
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE INVERSIÓN	(354.111)	(667.345)
FLUJOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN		
Préstamos y financiaciones	2.469.014	1.210.000
Pagos por préstamos y financiaciones	(1.719.889)	(571.150)
Pagos por dividendos e intereses sobre capital propio	-	(245.127)
Aumento del capital social	100.000	-
FLUJOS NETOS DE EFECTIVO DE LAS ACTIVIDADES DE FINANCIACIÓN	849.125	393.723
VARIACIÓN NETA DE EFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO	122.243	(150.899)
EFFECTIVO Y EQUIVALENTES AL EFECTIVO		
Al inicio del periodo	313.799	685.969
Al final del periodo	436.042	535.070
	122.243	(150.899)

Las notas explicativas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros intermedios resumidos.

ESTADOS DE VALOR AÑADIDO

CORRESPONDIENTES A LOS PERIODOS DE SEIS MESES TERMINADOS EL 30 DE JUNIO DE 2015 Y 2014

(Miles de reales)

	A 30.06.2015		A 30.06.2014 (Reclasificado)	
INGRESOS				
Ingresos provenientes de las ventas de energía eléctrica y de la prestación de servicios	9.784.450		6.429.476	
Ingresos de construcción de infraestructuras de distribución eléctrica	443.405		324.149	
Otros ingresos	970		13.300	
Provisiones para insolvencias y deudas de dudoso cobro	(57.701)		(47.861)	
	<u>10.171.124</u>		<u>6.719.064</u>	
INSUMOS ADQUIRIDOS A TERCEROS				
Compras de energía eléctrica	(3.906.415)		(3.037.495)	
Cargos por el uso de la red de transporte eléctrico	(431.995)		(286.166)	
Servicios exteriores	(510.181)		(447.602)	
Materiales	(184.646)		(159.800)	
Otros gastos de explotación	(167.936)		(106.111)	
	<u>(5.201.173)</u>		<u>(4.037.174)</u>	
VALOR AÑADIDO BRUTO	<u>4.969.951</u>		<u>2.681.890</u>	
RETENCIONES				
Amortizaciones	(224.462)		(210.387)	
VALOR AÑADIDO NETO PRODUCIDO POR LA COMPAÑÍA	<u>4.745.489</u>		<u>2.471.503</u>	
VALOR AÑADIDO PROVENIENTE DE TRANSFERENCIAS				
Ingresos financieros	421.774		160.849	
VALOR AÑADIDO A DISTRIBUIR	<u>5.167.263</u>		<u>2.632.352</u>	
DISTRIBUCIÓN DEL VALOR AÑADIDO				
		%		%
Remuneración al trabajo	606.787	11,75	556.934	21,16
Sueldos, salarios y asimilados	429.736	8,32	373.693	14,20
Prestaciones sociales	152.463	2,95	159.717	6,07
Fondo de Ahorro Laboral ("FGTS")	24.588	0,48	23.424	0,89
Otros	-	-	100	-
Participación del Estado	3.906.069	75,59	1.711.117	65,00
Impuestos y otros tributos federales	2.207.465	42,72	471.961	17,92
Impuestos y otros tributos estatales	1.696.356	32,83	1.236.358	46,97
Impuestos y otros tributos municipales	2.248	0,04	2.798	0,11
Remuneración al capital ajeno	649.221	12,56	431.196	16,38
Intereses	608.396	11,77	392.200	14,90
Alquileres	40.825	0,79	38.996	1,48
Remuneración al capital propio	5.186	0,10	(66.895)	(2,54)
Beneficios (pérdidas) retenidos	5.186	0,10	(66.895)	(2,54)
	<u>5.167.263</u>	<u>100,00</u>	<u>2.632.352</u>	<u>100,00</u>

Las notas explicativas adjuntas forman parte integrante de estos estados financieros intermedios resumidos.

NOTAS A LOS ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS CORRESPONDIENTES AL PERIODO DE TRES MESES TERMINADO EL 31 DE MARZO DE 2015

(Cifras expresadas en miles de reales, salvo cuando se indique lo contrario)

1. ACTIVIDAD DE LA COMPAÑÍA

CEMIG DISTRIBUIÇÃO, S.A. ("Cemig D" o la "Compañía") es una sociedad anónima de capital abierto, provista de CNPJ/MF² n.º 06.981.180/0001-16. Cemig D es una filial íntegramente participada por el *holding* COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG ("CEMIG"). La Compañía fue constituida el 8 de septiembre de 2004 e inició sus operaciones el 1 de enero de 2005 tras el proceso de desintegración vertical de las actividades de CEMIG. La Compañía no cotiza sus acciones en bolsa³.

La Compañía está constituida en Brasil y su domicilio social se encuentra en Avenida Barbacena, 1200, en la ciudad de Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais.

La Compañía tiene por objeto social estudiar, planificar, diseñar, construir, operar y explotar sistemas de distribución y comercialización de energía eléctrica y servicios relacionados, que por cualquier título de derecho le hayan sido o le sean otorgados.

La zona de concesión de Cemig D abarca un área de 567.478 Km², el equivalente a aproximadamente un 97% del territorio del Estado de Minas Gerais. A 30 de junio de 2015, el número de consumidores (puntos de suministro de electricidad) asciende a 8.012.722 usuarios (Esta información no ha sido revisada por el auditor externo).

Cemig D es titular de concesiones de distribución de energía eléctrica cuya duración es de 20 años y que expirarán el 18 de febrero de 2016. Dichas concesiones se enmarcan dentro de los criterios de renovación establecidos en el Decreto Provisional Nº 579 (posteriormente convertido en la Ley Nº 12.783/2013). El 15 de octubre de 2012, la Compañía formalizó ante el regulador Agencia Nacional de Energía Eléctrica ("ANEEL") su interés en que fueran prorrogados los contratos de concesión de distribución de energía eléctrica mencionados anteriormente. El 17 de enero de 2014, ANEEL remitió a la Compañía el Oficio Circular Nº 01/2014-DR/ANEEL por el que comunicó que se encuentra analizando la solicitud de extensión de las concesiones, y que corresponde a la autoridad concedente la decisión final sobre la aprobación de dicha solicitud.

El 2 de junio de 2015, se emitió el Decreto Nº 8.461, que regula la extensión de las concesiones de distribución de electricidad que son objeto de la Ley Nº 12.783/2013. Posteriormente, el 10 de junio de 2015 ANEEL publicó la Audiencia Pública Nº 038/2015 con el fin de obtener elementos para mejorar el modelo de adenda a los contratos de concesión, de cara a prorrogar las concesiones de distribución de electricidad con base en el referido Decreto Nº 8.461/2015. El plazo límite para las

² N.T. Siglas en portugués para número de identificación fiscal de personas jurídicas.

³ N.T. CEMIG DISTRIBUIÇÃO, S.A. es una sociedad anónima de "capital abierto", en el sentido de que se le permite captar fondos en el mercado mediante emisiones de valores de renta fija. Sin embargo, a 30 de junio de 2015 la Compañía no cotizaba sus acciones en bolsa.

contribuciones a esta audiencia finalizó el 13 de julio de 2015. Hasta la fecha de aprobación de estos estados financieros intermedios, los términos de la prórroga siguen bajo análisis de ANEEL. La Dirección de la Compañía espera que la solicitud de extensión de las concesiones sea aprobada por la autoridad concedente, en condiciones similares a las actuales y por un periodo de 30 años más.

2. BASES DE PRESENTACIÓN

2.1 Normativa contable aplicada

Los estados financieros intermedios resumidos correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2015 se han elaborado de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34: “Información financiera intermedia”, emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”), así como en el Pronunciamiento Técnico CPC 21 (R1): “Estados financieros intermedios” y en las normas específicas de la Comisión del Mercado de Valores de Brasil (“CVM”) para la elaboración de información financiera intermedia.

Los principios contables y normas de valoración utilizados en la preparación de los presentes estados financieros intermedios coinciden con los utilizados en la preparación de las cuentas anuales correspondientes al ejercicio anual terminado el 31 de diciembre de 2014. En consecuencia, para una adecuada comprensión de la información que se incluye en estos estados financieros intermedios, los mismos deben leerse conjuntamente con dichas cuentas anuales, las cuales fueron aprobadas por el Consejo de Administración el 25 de marzo de 2015 y luego por la Junta General Ordinaria y Extraordinaria celebrada el 30 de abril de 2015.

Con fecha 12 de agosto de 2015, la Junta Directiva de la Compañía autorizó la formulación y publicación de los presentes estados financieros intermedios correspondientes al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2015.

2.2 Correlación entre las notas explicativas adjuntas a las cuentas anuales y los presentes estados financieros intermedios

En la tabla a continuación se muestra la correlación entre las notas explicativas adjuntas a las cuentas anuales a 31 de diciembre de 2014 y los presentes estados financieros intermedios a 30 de junio de 2015.

La Compañía considera que este informe financiero trimestral recoge las principales actualizaciones relativas a su situación financiera y al resultado de sus operaciones en el periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2015, y que las mismas están de acuerdo con los requerimientos de revelación de información establecidos por CVM.

Número de la nota explicativa		Título de la nota
Cuentas anuales a 31.12.2014	Estados financieros Intermedios a 30.06.2015	
1	1	Actividad de la Compañía
2	2	Bases de presentación
4	3	Información por segmentos de explotación
5	4	Efectivo y otros activos líquidos equivalentes
6	5	Instrumentos financieros de renta fija
7	6	Cuentas a cobrar: consumidores, revendedores y concesionarios de transporte de energía eléctrica
8	7	Impuestos compensables
9	8	Activo por impuestos: impuesto sobre beneficios y contribución social
10	9	Depósitos judiciales
11	10	Reembolso de subsidios a la tarifa eléctrica
12	11	Transferencias de recursos provenientes de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)
13	12	Activos financieros asociados a las concesiones
14	13	Inmovilizado intangible
15	14	Acreedores comerciales: proveedores
16	15	Impuestos, tasas y contribuciones especiales
17	16	Préstamos, financiaciones y obligaciones (debentures)
18	17	Cargas regulatorias
19	18	Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales
20	19	Provisiones
21	20	Patrimonio neto y retribución a los accionistas
22	21	Ingresos
23	22	Gastos de explotación
24	23	Ingresos y gastos financieros
25	24	Saldos y operaciones con partes vinculadas
26	25	Instrumentos financieros y gestión del riesgo
27	26	Valoración de activos y pasivos financieros a valor razonable
31	27	Transacciones que no implican movimiento de efectivo
32	28	Hechos posteriores

Algunas notas explicativas del Informe Anual 2014 se han eliminado del presente informe financiero trimestral debido a que no presentan cambios significativos o no son aplicables a la información financiera de periodos intermedios. Estas notas son las siguientes:

Número de la nota explicativa	Título de la nota
3	Concesiones
28	Seguros
29	Compromisos contractuales
30	Ajuste tarifario anual y revisión tarifaria de la Compañía

2.3 Reclasificación de saldos contables

Como consecuencia de la implementación del nuevo Manual de Contabilidad del Sector Eléctrico ("MCSE"), efectivo desde el 1 de enero de 2015, ciertos saldos contables de los estados financieros intermedios del segundo semestre de 2014, publicadas originalmente el 13 de agosto de 2014, han sido reclasificados con el fin de permitir una mejor comparabilidad entre los periodos analizados.

	A 30.06.2014	Nota	Publicado	Reclasificaciones	Reclasificado
Cuenta de pérdidas y ganancias					
Importe neto de la cifra de negocios			4.840.189	(8.012)	4.832.177
Impuestos y cargas sobre los ingresos: Tasa de fiscalización de los servicios de energía eléctrica		21	-	(8.012)	(8.012)
Gastos de explotación					
Otros gastos de explotación: Tasa de fiscalización de los servicios de energía eléctrica y sanciones contractuales y regulatorias		22	(223.345)	(4.659)	(228.004)
Resultado financiero					
Gastos financieros (Otros gastos financieros: Sanciones contractuales y regulatorias)		23	(381.100)	12.671	(368.429)

A 30.06.2014	Publicado	Reclasificaciones	Reclasificado
Estado de valor añadido			
Insumos adquiridos a terceiros			
Servicios exteriores (agentes recaudadores)	(580.584)	31.900	(548.684)
Otros gastos de explotación (agentes recaudadores y sanciones contractuales y regulatorias)	(116.016)	(44.571)	(160.587)
Remuneración al capital ajeno			
Intereses (Otros: Sanciones contractuales y regulatorias)	667.466	(12.671)	654.795

2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014)	Nota	Publicado	Reclasificaciones	Reclasificado
Cuenta de pérdidas y ganancias				
Importe neto de la cifra de negocios		2.597.249	(3.112)	2.594.137
Impuestos y cargas sobre los ingresos: Tasa de fiscalización de los servicios de energía eléctrica	21	-	(3.112)	(3.112)
Gastos de explotación				
Otros gastos de explotación: Tasa de fiscalización de los servicios de energía eléctrica y sanciones contractuales y regulatorias	22	(113.226)	(909)	(114.135)
Resultado financiero	23			
Gastos financieros (Otros gastos financieros: Sanciones contractuales y regulatorias)	23	(187.216)	4.021	(183.195)

3. INFORMACIÓN POR SEGMENTOS DE EXPLOTACIÓN

La Compañía opera sólo en el segmento de distribución de energía eléctrica en el Estado de Minas Gerais y su cuenta de pérdidas y ganancias refleja esta actividad. Por lo tanto, la Dirección considera que la cuenta de pérdidas y ganancias y la otra información financiera contenida en esta información financiera intermedia muestran toda la información requerida sobre su único segmento operativo.

4. EFECTIVO Y OTROS ACTIVOS LÍQUIDOS EQUIVALENTES

	A 30.06.2015	A 31.12.2014
Efectivo en caja y bancos	89.474	72.069
Inversiones financieras		
Certificados de Depósito Bancario (CDB)	325.410	236.532
Operaciones <i>overnight</i>	21.158	5.198
	346.568	241.730
	436.042	313.799

Las inversiones financieras se corresponden con operaciones contratadas con entidades financieras nacionales e internacionales con filiales en Brasil a precios y condiciones corrientes en el mercado. Se trata de inversiones a corto plazo de gran liquidez que son rápidamente convertibles en importes determinados de efectivo y están sujetas a un riesgo insignificante de cambios en su valor, sin restricciones de uso. El rendimiento de inversiones tales como los “certificados de depósito bancario” (“CDB”) a interés flotante viene dado por un porcentaje de los “certificados de depósito interbancario” (“CDI”) establecido por la entidad de compensación y liquidación de valores CETIP, y suele variar entre el 75% y el 105% según la operación.

Las operaciones *overnight* (a un día) consisten en operaciones financieras realizadas un día con vencimiento el día hábil siguiente. Normalmente estas operaciones están respaldadas por letras, bonos u obligaciones del Tesoro y referenciadas a un tipo fijo, y tienen por objetivo liquidar compromisos de los partícipes del fondo de inversión de la Compañía o comprar otros activos de mejor rendimiento con el fin de recuperar la cartera.

En la nota 25 siguiente se incluyen detalles sobre la exposición de la Compañía al riesgo de tipo de interés y un análisis de sensibilidad de sus activos y pasivos financieros.

5. INSTRUMENTOS FINANCIEROS DE RENTA FIJA

	A 30.06.2015	A 31.12.2014
Certificados de Depósito Bancario (CDB)	13.407	27.885
Letras financieras (banca)	39.380	55.240
Letras financieras del Tesoro	17.908	8.268
Obligaciones	11.723	9.707
Otras inversiones financieras	1.756	1.445
	84.174	102.545
Activo corriente	82.569	100.819
Activo no corriente	1.605	1.726

Las inversiones en instrumentos financieros de renta fija comprenden inversiones financieras contratadas con entidades financieras nacionales e internacionales con filiales en Brasil a precios y condiciones corrientes en el mercado. El rendimiento de inversiones tales como los “certificados de depósito bancario” (“CDB”) a interés flotante viene dado por un porcentaje de los “certificados de depósito interbancario” (“CDI”) establecido por la entidad de compensación y liquidación de valores CETIP, y suele variar entre el 75% y el 105% según la operación.

La clasificación de estas inversiones de acuerdo con las categorías de instrumentos financieros previstas en la normativa contable brasileña se recoge en la nota 26 siguiente.

6. CUENTAS A COBRAR: CONSUMIDORES, REVENDADORES Y CONCESIONARIOS DE TRANSPORTE DE ENERGÍA ELÉCTRICA

	Cartera por vencer	Cartera vencida a menos de 90 días	Cartera vencida a más de 90 días	Total	
				A 30.06.2015	A 31.12.2014
Residencial	759.419	312.941	189.932	1.262.292	935.811
Industrial	182.114	46.323	111.987	340.424	404.325
Comercial, servicios y otros	416.886	79.862	113.173	609.921	479.816
Rural	159.905	38.210	30.156	228.271	144.139
Administraciones públicas	92.119	24.409	18.123	134.651	100.019
Alumbrado público	44.370	2.694	8.737	55.801	40.239
Servicio público	80.582	4.732	21.880	107.194	69.891
Subtotal: consumidores finales	1.735.395	509.171	493.988	2.738.554	2.174.240
Ventas mayoristas a otros agentes en los mercados liberalizado y regulado	17	-	-	17	17
Concesionarios: transporte de energía eléctrica	205.542	9.999	248.013	463.554	225.941
Suministro: energía eléctrica de corto plazo	-	-	861	861	861
(-) Provisiones para insolvencias y deudas de dudoso cobro	-	-	(615.510)	(615.510)	(601.258)
	1.940.954	519.170	127.352	2.587.476	1.799.801
Activo corriente				2.442.678	1.590.896
Activo no corriente				144.798	208.905

La provisión para insolvencias y deudas de dudoso cobro se constituye por un importe que se considera razonable para cubrir el riesgo derivado de insolvencias probables de

clientes y reflejan la mejor estimación de la Compañía. El desglose de este epígrafe por grupo de consumo es el siguiente:

	A 30.06.2015	A 31.12.2014
Residencial	184.620	175.882
Industrial	85.245	85.720
Comercial, servicios y otros	99.075	93.505
Rural	16.965	16.261
Administraciones públicas	10.051	9.924
Alumbrado público	4.041	4.216
Servicio público	9.465	9.702
Peaje de acceso a la red de distribución eléctrica ("TUSD")	206.048	206.048
	615.510	601.258

El movimiento producido en este epígrafe durante los seis primeros meses de 2014 y 2015 ha sido el siguiente:

Saldo a 31 de diciembre de 2013	538.939
Dotación de provisiones	47.861
Bajas	(33.895)
Saldo a 30 de junio de 2014	552.905
Saldo a 31 de diciembre de 2014	601.258
Dotación de provisiones	57.701
Bajas	(43.449)
Saldo a 30 de junio de 2015	615.510

7. IMPUESTOS COMPENSABLES

	A 30.06.2015	A 31.12.2014
Corriente		
ICMS recuperable	101.512	88.447
COFINS	42.253	24.620
PIS-PASEP	9.174	5.346
Otros	2.592	2.430
	155.531	120.843
No corriente		
ICMS recuperable	204.096	209.303
COFINS	68.235	76.646
PIS-PASEP	14.739	16.573
	287.070	302.522
	442.601	423.365

Los créditos registrados en el activo no corriente en concepto de los impuestos ICMS, PIS-PASEP y COFINS⁴ se refieren principalmente a devoluciones de Hacienda por la adquisición de elementos de inmovilizado y pueden compensarse en el transcurso de 48 meses. El traspaso al activo no corriente se efectuó con base en las estimaciones de la Dirección para los importes que se espera serán realizados hasta el 30 de junio de 2016.

⁴ N.T. ICMS: Impuesto a la Circulación de Mercancías y Servicios, por sus siglas en portugués. El ICMS tiene carácter estatal y grava las ventas de mercancías, así como los servicios de transporte de las mismas de un estado a otro, aunque no exista venta. El tipo aplicable lo fija cada estado de la Federación brasileña. PIS-PASEP: siglas en portugués para "Programa de Integración Social" y "Programa de Formación del Patrimonio del Sector Público", respectivamente. COFINS: siglas en portugués para "Contribución a la Financiación de la Seguridad Social". Se trata de impuestos federales indirectos que gravan la facturación bruta de las empresas en Brasil.

8. ACTIVOS POR IMPUESTOS: IMPUESTOS SOBRE BENEFICIOS Y CONTRIBUCIÓN SOCIAL

a) Impuesto sobre beneficios y Contribución social recuperables

Se recogen en este epígrafe las devoluciones en concepto del Impuesto sobre beneficios y la Contribución social de ejercicios anteriores, así como los anticipos efectuados en el ejercicio 2015 que deberán compensarse con los impuestos por pagar relativos a dicho ejercicio, registrados en el epígrafe “Impuestos, tasas y contribuciones especiales” del pasivo corriente.

	A 30.06.2015	A 31.12.2014
Corriente		
Impuesto sobre beneficios	146.647	115.153
Contribución social	84.599	70.006
	231.246	185.159

b) Impuesto sobre beneficios y Contribución social diferidos

Cemig D tributa aplicando un tipo impositivo del 34% (25% en concepto de Impuesto sobre beneficios y 9% en concepto de Contribución social). Los créditos fiscales reconocidos por impuestos diferidos son los que se detallan a continuación:

Créditos fiscales diferidos: diferencias temporarias	A 30.06.2015	A 31.12.2014
Activos fiscales diferidos		
Pérdidas fiscales/Base imponible negativa	37.619	-
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	469.978	451.842
Provisiones para insolvencias y deudas de dudoso cobro	217.134	212.288
Suspensión de la exigibilidad de tributos (1)	153.155	153.155
Provisiones	107.948	103.062
Tasa de administración	7.313	7.501
Otros créditos fiscales	28.262	25.849
	1.021.409	953.697
Pasivos fiscales diferidos		
Ajuste tarifario	-	(9.552)
Actualización del activo financiero	(87.289)	(21.440)
Cargas financieras capitalizadas	(82.377)	(59.892)
Costes de transacción	(10.633)	(1.849)
	(180.299)	(92.733)
Total activo neto	841.110	860.964

(1) Se refiere al depósito judicial relativo a los impuestos PIS-PASEP y COFINS, debido a la exclusión del ICMS de la base imponible de dichos impuestos.

El movimiento producido en este epígrafe durante los seis primeros meses de 2014 y 2015 ha sido el siguiente:

Saldo a 31 de diciembre de 2013	897.686
Efectos en la cuenta de pérdidas y ganancias	116.835
Saldo a 30 de junio de 2014	1.014.521
Saldo a 31 de diciembre de 2014	860.964
Efectos en la cuenta de pérdidas y ganancias	(19.854)
Saldo a 30 de junio de 2015	841.110

Los saldos de los pasivos por impuestos (Impuesto sobre beneficios y Contribución social) diferidos fueron compensados con los saldos de los activos correspondientes.

c) Conciliación del resultado contable con el gasto devengado

La conciliación del resultado contable con el gasto devengado por el Impuesto sobre beneficios (tipo impositivo del 25%) y la Contribución social (tipo impositivo del 9%), que se presenta en la cuenta de resultados, es como sigue:

	A 30.06.2015	A 30.06.2014
Beneficio antes de impuestos	25.153	(89.787)
Impuesto sobre beneficios y Contribución social: resultado contable	(8.552)	30.528
Efectos impositivos:		
Estímulos fiscales	-	1.772
Aportaciones y donaciones no deducibles	(881)	(685)
Créditos fiscales no reconocidos	(423)	165
Multas no deducibles	(4.424)	(2.812)
Cargos por el uso del sistema de distribución eléctrica	(5.540)	(6.061)
Otros	(147)	(15)
Impuesto sobre beneficios y Contribución social: gasto devengado	(19.967)	22.892
Tipo impositivo efectivo	79,38%	25,50%
Impuesto corriente	(113)	(93.943)
Impuesto diferido	(19.854)	116.835

	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014)
Beneficio antes de impuestos	8.522	(94.247)
Impuesto sobre beneficios y Contribución social: resultado contable	(2.897)	32.044
Efectos impositivos:		
Estímulos fiscales	(282)	1.018
Aportaciones y donaciones no deducibles	(492)	(333)
Créditos fiscales no reconocidos	(38)	168
Multas no deducibles	(2.206)	(867)
Cargos por el uso del sistema de distribución eléctrica	(2.680)	(2.887)
Otros	(37)	(11)
Impuesto sobre beneficios y Contribución social: gasto devengado	(8.632)	29.132
Tipo impositivo efectivo	101,30%	30,91%
Impuesto corriente	12.601	(53.737)
Impuesto diferido	(21.233)	82.869

Ley Nº 12.973/2014

El Decreto Provisional Nº 627/2013, posteriormente convertido en la Ley Nº 12.973/2014, determinó la extinción del denominado “Régimen Tributario Transitorio” (“RTT”) para todos los contribuyentes a partir del año 2015, así como la armonización de la legislación tributaria brasileña con la normativa contable internacional (NIIF), incluida en la Ley de Sociedades Anónimas de Brasil por medio de la Ley Nº 11.638/2007. La Ley Nº 12.973/2014 proporcionó a los contribuyentes la opción irreversible de anticipar retroactivamente a 1 de enero de 2014 los efectos de la nueva normativa, previa manifestación en febrero de 2015, de conformidad con la reglamentación emitida por la Administración Federal de Impuestos de Brasil (“RFB”).

La Compañía optó por no anticipar las normas tributarias establecidas en la referida Ley Nº 12.973/2014.

Estímulos fiscales: Sudene

La Administración Federal de Impuestos de Brasil (“RFB”) através de la Orden Nº 1.352 DRF/BHE de fecha 21 de julio de 2014, reconoció el derecho a una reducción del 75% del impuesto sobre beneficios, incluyendo el adicional calculado sobre la base del beneficio de explotación de la Compañía en la zona de actuación de la Superintendencia para el Desarrollo de la Región Noreste (“Sudene”), por un periodo de 10 años a partir de 2014.

9. DEPÓSITOS JUDICIALES

Los depósitos judiciales se refieren principalmente a contingencias laborales y obligaciones fiscales.

Los principales depósitos judiciales relativos a obligaciones fiscales se refieren al impuesto sobre la renta retenido en la fuente sobre los intereses sobre capital propio y los impuestos PIS-PASEP y COFINS, debido a la exclusión del ICMS de la base imponible de dichos impuestos.

	A 30.06.2015	A 31.12.2014
Contingencias laborales	227.900	214.445
Obligaciones fiscales		
Impuesto sobre la renta: intereses sobre capital propio	5.700	5.700
Impuestos PIS-PASEP y COFINS: exclusión del ICMS de la base imponible (1)	612.622	612.622
Otros	5.654	5.637
	623.976	623.959
Otros		
Demandas regulatorias	15.267	15.267
Responsabilidad civil	2.197	2.284
Relaciones de consumo	2.181	2.130
Bloqueos judiciales	5.324	5.667
Otros	1.914	1.804
	26.883	27.152
	878.759	865.556

(1) Se ha dotado una provisión con cargo al epígrafe “Impuestos, tasas y contribuciones especiales”, correspondiente a los saldos de los depósitos judiciales por los impuestos PIS-PASEP y COFINS, debido a la exclusión del impuesto ICMS de la base imponible de dichos impuestos. Para más información, véase la nota 15 siguiente.

10. REEMBOLSO DE SUBSIDIOS A LA TARIFA ELÉCTRICA

Los subsidios a las tarifas cobradas a los usuarios del servicio público de distribución de energía eléctrica son reembolsados a través de transferencias de recursos del fondo gubernamental “Cuenta de Desarrollo Energético” (CDE). El importe reconocido por este concepto en los presentes estados financieros intermedios asciende a R\$362.898 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$283.838 a 30 de junio de 2014), de los cuales la Compañía aún recibirá el importe de R\$461.439 (frente a R\$344.896 a 31 de diciembre de 2014), que se ha reconocido en el activo corriente.

11. TRANSFERENCIAS DE RECURSOS PROVENIENTES DE LA CUENTA DE DESARROLLO ENERGÉTICO (CDE)

En 2013 el Gobierno de Brasil publicó el Decreto Nº 7.945/2013, por el que se autorizó la transferencia de los recursos provenientes de la “Cuenta de Desarrollo Energético” (CDE) a efectos de cubrir los sobrecostos soportados por las compañías distribuidoras derivados principalmente del despacho de generación térmica y de la exposición involuntaria de dichas compañías en el mercado eléctrico mayorista debido al bajo nivel de los embalses hidroeléctricos, con el consecuente incremento de los precios de la energía⁵.

El decreto determina que corresponderá a la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (“CCEE”) [entidad encargada de gestionar el mercado *spot*] tomar deuda para cubrir dichos sobrecostos y gestionar la denominada “Cuenta-ACR”, garantizando el traspaso de los costes incurridos en estas operaciones al fondo CDE.

Las transferencias relativas a los meses de noviembre y diciembre de 2014 por importe de R\$404.418 fueron recibidas en marzo de 2015 y reconocidas como una realización parcial del activo financiero correspondiente al resarcimiento de costes no controlables incurridos por la Compañía (“CVA”).

12. ACTIVOS FINANCIEROS ASOCIADOS A LAS CONCESIONES

	A 30.06.2015	A 31.12.2014
Activos relacionados con las infraestructuras (a)	6.531.117	5.943.682
Garantía concesional de suficiencia tarifaria: cuenta CVA (costes no controlables) y otros componentes financieros (b)	1.138.878	1.106.675
Total	7.669.995	7.050.357
Activo corriente	6.977.046	843.793
Activo no corriente	692.949	6.206.564

a) Activos relacionados con las infraestructuras

La Interpretación Técnica ICPC 01 (NIIF 12) «Acuerdos de concesión de servicios», que se refiere al tratamiento contable de las concesiones, es aplicable a los contratos de concesión de distribución de electricidad de la Compañía y se refiere a las infraestructuras que serán objeto de compensaciones por parte de la autoridad concedente al final del periodo concesional, conforme a lo previsto en el marco regulatorio del sector eléctrico brasileño y en los contratos de concesión.

⁵ N.T. Durante 2014 Brasil ha experimentado algunos cambios estructurales importantes en la normativa del sector eléctrico. Mediante la Ley Nº 12.783/2013 (el anterior Decreto Provisional Nº 579), el Gobierno Federal redujo las tarifas de electricidad y estableció las normas para la renovación de las concesiones de generación, transporte y distribución que expiraban entre 2015 y 2017. Esta ley permitió a esas empresas extender sus concesiones mediante la renovación anticipada de sus contratos bajo condiciones específicas. Como resultado de las nuevas normas, algunos generadores decidieron no renovar sus concesiones. La energía generada por los productores que sí decidieron renovar se distribuyó a través de cuotas, que, sin embargo, no fueron suficientes para satisfacer las necesidades del mercado. Adicionalmente, se rescindieron contratos de compra de energía debido a la finalización por parte de ANEEL de los contratos de concesión de algunas centrales, así como al retraso en la entrada en operación de otras plantas cuyo cronograma fue aplazado por ANEEL y/o cuyos contratos fueron suspendidos por resolución judicial. Por lo tanto, la insuficiencia de los contratos obligó a los distribuidores a comprar energía en el mercado *spot*, con el consiguiente aumento del coste de compra de energía y el mayor impacto en los flujos de caja. Adicionalmente, las condiciones hidráulicas han sido desfavorables desde el último trimestre de 2012 cuando los niveles de los embalses de las plantas hidroeléctricas alcanzaron niveles muy bajos, lo que implicó una mayor producción con centrales térmicas, cuyos precios son mucho más altos. Como consecuencia, hubo un aumento significativo de los costes de energía con impacto temporal en los resultados de los distribuidores. Parte de este aumento de costes se compensó con fondos gestionados por el Gobierno a través de la CDE y de préstamos suscritos por varias instituciones financieras. Los costes extraordinarios no cubiertos por estos fondos se han trasladado a las tarifas de los clientes en los ajustes tarifarios anuales.

La porción de los activos que serán íntegramente utilizados durante la concesión se reconoce como un activo intangible y se amortiza totalmente a lo largo del periodo concesional. La porción de los activos que no hayan sido amortizados al final del periodo de concesión se reconoce como un activo financiero, puesto que se trata de un derecho incondicional a percibir efectivo u otro activo financiero de la autoridad concedente al vencimiento de la concesión.

Considerando que las concesiones de Cemig D expirarán en febrero de 2016, los saldos han sido íntegramente traspasados al corto plazo en el primer trimestre de 2015.

El movimiento producido en este epígrafe durante los seis primeros meses de 2014 y 2015 ha sido el siguiente:

Saldo a 31 de diciembre de 2013	5.063.802
Adiciones	376.237
Bajas	(3.032)
Amortización financiera, neta	(1.327)
Saldo a 30 de junio de 2014	5.435.680
Saldo a 31 de diciembre de 2014	5.943.682
Adiciones	423.659
Bajas	(29.897)
Amortización financiera, neta	193.673
Saldo a 30 de junio de 2015	6.531.117

b) Garantía concesional de suficiencia tarifaria: cuenta CVA (costes no controlables) y otros componentes financieros

Los contratos de concesión de los distribuidores de energía eléctrica de Brasil fueron modificados para garantizar que al final del periodo concesional se consideren a efectos de indemnización 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 financieros⁶. En consecuencia, desde la firma de la correspondiente modificación el 10 de diciembre de 2014, Cemig D ha empezado a reconocer el saldo de las partidas de la denominada “cuenta de compensación de las variaciones de los costes que integran el Paquete A” (“CVA”), de la neutralidad de los gravámenes sectoriales y de otros componentes financieros. Estos saldos representan las desviaciones positivas y negativas producidas entre los costes no controlables estimados –que sirven de base para el cálculo del ajuste de la tarifa eléctrica– y los costes efectivamente soportados por la Compañía. Los ajustes positivos o negativos de la tarifa eléctrica son establecidos como compensación de estas desviaciones y se registran como mayor o menor ingreso de ejercicios futuros. Las variaciones se actualizan de acuerdo con la tasa Selic, tipo de interés de referencia de la economía brasileña. El sobrecoste provocado por las mencionadas desviaciones es registrado como ingreso en aquellos casos en que se reconoce a la Compañía la compensación de dicho sobrecoste en los incrementos tarifarios futuros.

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 ajustes tarifarios futuros, y se reconocen como ingreso o gasto en el balance, según sea el caso.

Los saldos de estos activos y pasivos financieros son los que se indican a continuación:

Saldo a 30 de junio de 2015	Corriente		No corriente		Total del activo neto reconocido en el balance
	Activo	Pasivo	Activo	Pasivo	
Partidas del "Paquete A"					
Aportes a la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)	48.943	-	98.410	-	147.353
Peaje por el uso de las infraestructuras integrantes de la red de transporte de electricidad en alta tensión	99.918	(985)	31.396	-	130.329
Tarifa de transporte de la energía eléctrica producida por Itaipú	2.181	(5)	1.043	-	3.219
Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía (PROINFA)	102	(3.409)	-	-	(3.307)
Cargos del sistema eléctrico (ESS y EER)	971	(310.699)	-	(31.098)	(340.826)
Compras de energía eléctrica	1.438.988	(537.668)	806.278	(269.168)	1.438.430
	1.591.103	(852.766)	937.127	(300.266)	1.375.198
Otros componentes financieros					
Sobrecontratación de energía	12.649	(152.881)	55.316	-	(84.916)
Neutralidad de los costes que integran el "paquete A"	13.514	(5.099)	-	-	8.415
Otras partidas financieras	25.615	(1.894)	772	-	24.493
Sistema de señalización de costes de generación: "banderas tarifarias"	-	(184.312)	-	-	(184.312)
	51.778	(344.186)	56.088	-	(236.320)
TOTAL	1.642.881	(1.196.952)	993.215	(300.266)	1.138.878

Balance de situación	Importes aprobados por ANEEL que fueron incluidos en el último ajuste tarifario	Importes aprobados por ANEEL que serán incluidos en los ajustes tarifarios siguientes	A 30.06.2015	A 31.12.2014
Activo	1.416.713	1.219.383	2.636.096	2.426.076
Pasivo	(1.128.291)	(368.927)	(1.497.218)	(1.319.401)
	288.422	850.456	1.138.878	1.106.675

El movimiento de estos activos y pasivos financieros durante los seis primeros meses de 2015 ha sido el siguiente:

Saldo a 31 de diciembre de 2014	1.106.675
(+) Constituciones	1.041.902
(-) Amortizaciones	(279.405)
(-) Importes recibidos de la "Cuenta-ACR" y de la "Cuenta Centralizadora de los Fondos Provenientes de las Banderas Tarifarias (CCRBT)"	(806.923)
(+) Actualización monetaria (Selic)	32.288
(+) Diferencias de cambio	44.341
Saldo a 30 de junio de 2015	1.138.878

13. INMOVILIZADO INTANGIBLE

De conformidad con la Interpretación Técnica ICPC 01 «Acuerdos de concesión de servicios», se encuentra registrada en el inmovilizado intangible la porción de las infraestructuras de distribución de energía eléctrica que será utilizada durante la concesión.

a) Composición del saldo del inmovilizado intangible a 30 de junio de 2015 y 31 de diciembre de 2014:

	A 30.06.2015			A 31.12.2014		
	Coste histórico	Amortización acumulada	Valor residual	Coste histórico	Amortización acumulada	Valor residual
Activos de la concesión, netos	6.572.893	(6.277.008)	295.885	6.619.400	(6.117.612)	501.788
Inmovilizado intangible (en curso)	979.598	-	979.598	982.443	-	982.443
Total Intangible	7.552.491	(6.277.008)	1.275.483	7.601.843	(6.117.612)	1.484.231

b) El movimiento producido en las diferentes cuentas del inmovilizado intangible durante los seis primeros meses de 2014 y 2015 ha sido el siguiente:

Saldo a 31 de diciembre de 2013	1.920.898
Adiciones	324.149
Trasposos	(376.237)
Bajas	(434)
Amortizaciones	(210.529)
Saldo a 30 de junio de 2014	1.657.847
Saldo a 31 de diciembre de 2014	1.484.231
Adiciones	443.405
Trasposos	(423.659)
Bajas	(4.032)
Amortizaciones	(224.462)
Saldo a 30 de junio de 2015	1.275.483

La Compañía no ha identificado indicios de pérdida por deterioro del valor de sus activos intangibles con vida útil definida. La Compañía no posee activos intangibles con vida útil indefinida.

14. ACREEDORES COMERCIALES: PROVEEDORES

	A 30.06.2015	A 31.12.2014
Compras de energía eléctrica en el mercado <i>spot</i> (CCEE)	194.016	277.805
Cargos por el uso de la red eléctrica	63.666	64.191
Compras de energía eléctrica para reventa	377.194	448.294
Itaipú Binacional	275.043	148.864
Materiales y servicios	158.286	180.331
	1.068.205	1.119.485

15. IMPUESTOS, TASAS Y CONTRIBUCIONES ESPECIALES

	A 30.06.2015	A 31.12.2014
Corriente		
ICMS	385.329	282.031
COFINS	75.556	36.955
PIS-PASEP	16.404	8.023
INSS	13.121	13.943
ISSQN	5.805	6.825
Otros	10.549	30.443
	506.764	378.220
No corriente		
COFINS	503.343	505.696
PIS-PASEP	109.279	109.789
	612.622	615.485
	1.119.386	993.705

Las obligaciones fiscales no corrientes en concepto de los impuestos PIS-PASEP y COFINS se refieren a las demandas judiciales que objetan la constitucionalidad de la inclusión del ICMS en la base imponible de dichos impuestos y reclaman la compensación de los importes retenidos en los últimos 10 años. La Compañía obtuvo una medida cautelar que le permite eximirse de realizar las retenciones y le autorizó a efectuar el correspondiente depósito judicial a partir de 2008. Sin embargo, desde

agosto de 2011 la Compañía ha empezado a efectuar mensualmente las retenciones, aunque continúa reclamando judicialmente la inclusión del ICMS en la base imponible de los impuestos PIS-PASEP y COFINS.

16. PRÉSTAMOS, FINANCIACIONES Y OBLIGACIONES (DEBENTURES)

FINANCIADORES	A 30.06.2015						A 31.12.2014
	Vencimiento del principal	Cargas financieras anuales (%)	Divisa	Corriente	No corriente	Total	Total
EN MONEDA EXTRANJERA							
Banco do Brasil: bonos diversos (1)	2024	Varios	US\$	1.238	27.119	28.357	24.554
KfW	2016	4,50	€	2.315	1.109	3.424	4.257
Deuda en moneda extranjera				3.553	28.228	31.781	28.811
EN REALES BRASILEÑOS							
Banco do Brasil	2015	108,50 del CDI	R\$	-	-	-	205.633
Banco do Brasil	2015	99,50 del CDI	R\$	-	-	-	237.666
Banco do Brasil	2016	104,25 del CDI	R\$	749.654	-	749.654	706.062
Banco do Brasil	2017	108,33 del CDI	R\$	67.520	65.979	133.499	212.232
Banco do Brasil	2017	111,00 del CDI	R\$	50.770	48.936	99.706	-
Banco do Brasil	2020	114,00 del CDI	R\$	7.922	489.481	497.403	-
Pagarés de empresa: 7ª emisión	2015	105,00 del CDI	R\$	-	-	-	1.311.205
Pagarés de empresa: 8ª emisión	2016	111,70 del CDI	R\$	1.745.114	-	1.745.114	-
Eletrobras	2023	UFIR, RGR + 6,00 al 8,00	R\$	52.995	158.243	211.238	252.188
Grandes consumidores (2)	2018	Varias	R\$	5.058	2.352	7.410	7.094
CEF	2018	119,00 del CDI	R\$	42.514	158.333	200.847	-
BNDES	2020	TJLP + 2,48	R\$	2.290	10.118	12.408	13.504
Deuda en reales brasileños				2.723.837	933.442	3.657.279	2.945.584
Total Préstamos y Financiaciones				2.727.390	961.670	3.689.060	2.974.395
Obligaciones: 1ª serie – 3ª emisión (3)	2018	CDI + 0,69	R\$	19.303	410.539	429.842	451.904
Obligaciones: 2ª serie – 3ª emisión (3)	2021	IPCA + 4,70	R\$	21.361	1.292.864	1.314.225	1.266.168
Obligaciones: 3ª serie – 3ª emisión (3)	2025	IPCA + 5,10	R\$	13.879	771.272	785.151	757.938
Obligaciones: 2ª emisión (3)	2017	IPCA + 7,96	R\$	237.187	422.134	659.321	597.845
Total Obligaciones				291.730	2.896.809	3.188.539	3.073.855
Total general				3.019.120	3.858.479	6.877.599	6.048.250

- (1) Saldo de la deuda refinanciada por importe de R\$139.694, compuesta de bonos a la par y al descuento, descontada de las cauciones dadas en garantía por importe de R\$111.337. Los tipos de interés varían del 2,00% al 8,00% anual; *libor* semestral más un diferencial (*spread*) del 0,81% al 0,88% anual.
- (2) Financiación en concepto de aporte de fondos reembolsables para la ejecución de obras de las siguientes empresas: CMM: IGP-DI + 6,00%; Mineradora Serra da Fortaleza: IGP-DI + 6,00%; Vallourec: TR + 9,00%.
- (3) Obligaciones simples no convertibles en acciones, quirografarias, nominativas y representadas mediante anotaciones en cuenta.

La composición de los préstamos, financiaciones y obligaciones por divisas e índices de referencia, así como su respectiva amortización, es la que se muestra a continuación:

	2015	2016	2017	2018	2019	2020	2021	2022 y años posteriores	Total
Divisas									
Dólar EE.UU.	1.238	-	-	-	-	-	-	27.119	28.357
Euro	1.142	2.282	-	-	-	-	-	-	3.424
Total por divisas	2.380	2.282	-	-	-	-	-	27.119	31.781
Índices de referencia									
IPCA (1)	272.629	210.695	210.673	(394)	426.687	426.686	439.876	771.845	2.758.697
UFIR/RGR (2)	26.529	49.710	40.201	35.362	23.562	20.465	5.685	9.724	211.238
CDI (3)	230.289	2.499.860	213.104	583.070	163.926	165.816	-	-	3.856.065
TR (4)	1.669	-	389	98	-	-	-	-	2.156
IGP-DI (5)	2.632	746	746	747	383	-	-	-	5.254
TJLP	1.166	2.248	2.248	2.248	2.248	2.250	-	-	12.408
Total por índices de referencia	534.914	2.763.259	467.361	621.131	616.806	615.217	445.561	781.569	6.845.818
Total general	537.294	2.765.541	467.361	621.131	616.806	615.217	445.561	808.688	6.877.599

- (1) Índice Nacional de Precios al Consumidor Amplio (IPCA)
- (2) Unidad Fiscal de Referencia (UFIR/RGR)
- (3) Certificados de Depósito Interbancario (CDI)
- (4) Tipo referencial (TR)
- (5) Índice General de Precios de Disponibilidad Interna (IGP-DI)

Las principales divisas e índices de referencia utilizados para la actualización monetaria de los saldos pendientes de los préstamos y financiaciones han experimentado las variaciones siguientes:

Divisa	Variación acumulada a 30.06.2015 (%)	Variación acumulada a 30.06.2014 (%)	Índice de referencia	Variación acumulada a 30.06.2015 (%)	Variación acumulada a 30.06.2014 (%)
Dólar EE.UU.	16,81	(5,98)	IPCA	6,17	3,75
Euro	7,23	(6,56)	CDI	5,92	4,97

El movimiento producido en el epígrafe “Préstamos, financiaciones y obligaciones” durante los seis primeros meses de 2014 y 2015 ha sido el siguiente:

	Consolidado
Saldo a 31 de diciembre de 2013	5.247.919
Financiaciones obtenidas	1.210.000
Ajustes por inflación y diferencias de cambio	106.538
Provisión para cargas financieras	226.682
Pagos por cargas financieras	(290.251)
Amortización de financiaciones	(571.150)
Saldo a 30 de junio de 2014	5.929.738
Saldo a 31 de diciembre de 2014	6.048.250
Financiaciones obtenidas	2.500.000
Costes de transacción	(30.986)
Financiaciones obtenidas (neto de costes de transacción)	2.469.014
Ajustes por inflación y diferencias de cambio	163.283
Provisión para cargas financieras	317.371
Pagos por cargas financieras	(400.430)
Amortización de financiaciones	(1.719.889)
Saldo a 30 de junio de 2015	6.877.599

Costes por intereses

La Compañía efectuó el traspaso al inmovilizado intangible de los costes por intereses de préstamos y financiaciones vinculados a las obras en curso como sigue:

	A 30.06.2015	A 30.06.2014
Costes financieros sobre préstamos y financiaciones	286.385	226.684
Traspaso al inmovilizado intangible de costes financieros*	(70.160)	(34.929)
Efecto neto en la cuenta de pérdidas y ganancias	216.225	191.755

* La capitalización media de los préstamos y financiaciones cuyos costes se han traspasado a las obras en curso fue del 7,55% en el periodo.

Captaciones de fondos

Las captaciones de fondos durante los seis primeros meses de 2015 se detallan a continuación:

Financiadores	Fecha de la firma	Vencimiento del principal	Cargas financieras anuales (%)	Total captado
En reales brasileños				
CEF (1)	22.01.2015	2018	119,00 del CDI	200.000
Pagarés de empresa: 8ª emisión (2)	01.04.2015	2016	111,70 del CDI	1.684.700
Banco do Brasil (3)	10.05.2015	2020	114,00 del CDI	486.618
Banco do Brasil (4)	10.05.2015	2017	111,00 del CDI	97.696
Total captaciones				2.469.014

- (1) “Boleta de crédito bancario” [modalidad de título de crédito brasileño que constituye una promesa de pago sin garantías reales] dirigida específicamente a empresas públicas, por importe de R\$200.000. Los fondos de la financiación se utilizaron para amortizar deudas.
- (2) 8ª emisión de pagarés de empresa en la modalidad de colocación restringida. Se emitieron 340 pagarés en una sola serie, de R\$5.000 de importe nominal unitario en la fecha de emisión, es decir, el 1 de abril de 2015, por importe nominal total de R\$1.700.000. Los recursos netos obtenidos de la emisión se utilizaron para cancelar deudas y realizar compras de energía eléctrica. El plazo de vencimiento de los pagarés será de 360 días contados desde la fecha de emisión, es decir, el 26 de marzo de 2016. El pago de intereses se realizará en un sólo pago en el momento de su amortización al vencimiento. Los pagarés están garantizados con aval otorgado por la Sociedad Matriz CEMIG.
- (3) “Boleta de crédito bancario” por importe de R\$500.000, garantizadas por facturas de prestación de servicios, con fecha de vencimiento el 26 de abril de 2017. Los fondos de la financiación se utilizaron para reforzar el capital de trabajo de la Compañía.
- (4) “Boleta de crédito bancario” por importe de R\$100.000, garantizadas por facturas de prestación de servicios, con fecha de vencimiento el 10 de marzo de 2020. Los fondos de la financiación se utilizaron para reforzar el capital de trabajo de la Compañía.

Garantías

El saldo pendiente de los préstamos y financiaciones a 30 de junio de 2015 está garantizado como sigue:

	A 30.06.2015
Pagarés y avales	4.914.622
Cuentas a cobrar	1.296.256
Sin garantías	666.721
Total	6.877.599

Emisiones de obligaciones

Las obligaciones (debentures) emitidas por la Compañía son obligaciones simples, no convertibles en acciones.

A 30 de junio de 2015, las características económico-financieras de las emisiones de obligaciones de Cemig D son las que se detallan a continuación:

Emisor	Garantías	Cláusula de Interés (%)	Vencimiento	Saldo a 30.06.2015	Saldo a 31.12.2014
1ª serie – 3ª emisión	Fianza	CDI + 0,69	2018	429.842	451.904
2ª serie – 3ª emisión	Fianza	IPCA + 4,70	2021	1.314.225	1.266.168
3ª serie – 3ª emisión	Fianza	IPCA + 5,10	2025	785.151	757.938
2ª emisión	No aplicable	IPCA + 7,96	2017	659.321	597.845
TOTAL				3.188.539	3.073.855

Las emisiones de la Compañía no tienen ninguna cláusula restrictiva (“covenants”) ni tampoco cuentan con obligaciones en cartera. Hay una cláusula de vencimiento anticipado de cualquier obligación pecuniaria derivada de incumplimiento de pago por un importe individual o conjunto superior a la cifra de R\$50.000 (*cross default*).

Cláusulas contractuales restrictivas (covenants)

La Compañía tiene contratada una financiación con el Banco de Desarrollo de Brasil (BNDES) que contiene cláusulas restrictivas vinculadas a ratios financieros que se miden anualmente con base en las cuentas anuales a 31 de diciembre de la Entidad Garante CEMIG auditadas por un auditor independiente registrado en CVM. Estas cláusulas son las siguientes:

Ratio financiero	Índice requerido
Patrimonio neto sobre activos totales (Entidad Garante Cemig)	Mayor o igual al 30%
Deuda financiera neta sobre EBITDA	Menor o igual que 4x

En caso de incumplimiento de estos ratios financieros, Cemig D tendrá la obligación de constituir en el plazo de treinta (30) días contados desde la fecha de la notificación por escrito cursada al efecto por BNDES, garantías reales que deberán ser aceptadas por BNDES y ser equivalentes al 130,00% del saldo pendiente del contrato, salvo que durante ese periodo se hayan restablecido los ratios anteriormente mencionados.

17. CARGAS REGULATORIAS

	A 30.06.2015	A 31.12.2014
Programa de Eficiencia Energética (PEE)	155.410	159.665
Programa de Investigación y Desarrollo (I+D)	21.840	7.343
Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) (1)	284.556	17.405
Reserva Global de Reversión (RGR)	30.258	30.258
Reserva de capacidad de generación ("seguro apagón")	30.997	31.010
Tasa de fiscalización de los servicios de energía eléctrica (TFSEE)	1.287	1.037
Préstamos compulsorios (Eletrobras)	1.207	1.207
Cargas al consumidor: sistema de señalización de costes de generación ("banderas tarifarias")	285	-
	525.840	247.925
Pasivo corriente	430.309	57.257
Pasivo no corriente	95.531	190.668

(1) Los importes de las aportaciones obligatorias al fondo sectorial CDE para el año 2015 han sido fijados por las Resoluciones Nº 1.857/2015 y Nº 1.863/2015 del regulador ANEEL.

18. PRESTACIONES POST-EMPLEO Y OTROS BENEFICIOS SOCIALES

Fondo de pensiones Forluz

El movimiento producido en el pasivo neto ha sido el siguiente:

	Plan de pensiones	Plan de atención médica	Plan de atención dental	Seguro de vida	Total
Pasivo neto a 31 de diciembre de 2013	585.207	737.236	20.848	424.877	1.768.168
Gasto reconocido en la cuenta de pérdidas y ganancias	42.015	47.874	1.355	27.118	118.361
Aportaciones	(38.330)	(24.068)	(747)	(4.448)	(67.593)
Pasivo neto a 30 de junio de 2014	588.892	761.042	21.456	447.547	1.818.936
Pasivo neto a 31 de diciembre de 2014	579.228	821.325	23.566	482.852	1.906.971
Gasto reconocido en la cuenta de pérdidas y ganancias	52.369	52.085	1.500	29.963	135.917
Aportaciones	(41.271)	(25.301)	(757)	(4.147)	(71.476)
Pasivo neto a 30 de junio de 2015	590.326	848.109	24.309	508.668	1.971.412
				A 30.06.2015	A 30.06.2014
Pasivo corriente				115.186	109.879
Pasivo no corriente				1.856.226	1.797.092

Los importes reconocidos en el pasivo corriente se refieren a las contribuciones que Cemig D deberá efectuar en los 12 meses siguientes con el fin de amortizar las obligaciones actuariales.

Los importes reconocidos como gasto en la cuenta de pérdidas y ganancias se refieren al gasto con los planes de pensiones más los ajustes por inflación y los costes por intereses.

19. PROVISIONES

Cemig D está involucrada en procedimientos judiciales y administrativos actualmente en trámite ante varias cortes y órganos gubernamentales, relacionados con el curso normal de sus operaciones, y que tienen por objeto demandas laborales, civiles, fiscales, regulatorias y medioambientales, entre otras causas. La Compañía considera que su actuación ha sido ajustada a derecho y se sustenta en interpretaciones razonables de la normativa aplicable, por lo que se han interpuesto los oportunos recursos en defensa de sus intereses. No obstante, dada la incertidumbre generada por la materialización de los riesgos existentes, Cemig D reconoce provisiones que se consideran adecuadas para cubrir dichos riesgos.

Causas en las que la Compañía es deudora

Cemig D reconoce provisiones por contingencias legales cuando la Compañía tiene una obligación presente, ya sea legal o implícita, como resultado de sucesos pasados, cuya liquidación requiere una salida de recursos que se considera probable y que se puede estimar con fiabilidad. La determinación del importe de la provisión se basa en la mejor estimación del desembolso que será necesario para liquidar la obligación correspondiente, tomando en consideración toda la información disponible en la fecha de cierre de estos estados financieros intermedios, incluida la opinión de los asesores legales de la Compañía.

	A 31.12.2013	Adiciones	Reversiones	Cancelaciones	A 30.06.2014
Laborales	99.201	6.682	(1.826)	(3.706)	100.351
Civiles					
Relaciones de consumo	22.628	4.311	(2.535)	(4.474)	19.930
Otras contingencias civiles	16.272	6.129	-	(2.419)	19.982
	38.900	10.440	(2.535)	(6.893)	39.912
Fiscales	5.491	4.119	-	(555)	9.055
Medioambientales	42	5	-	-	47
Regulatorias	29.832	509	(19.560)	(124)	10.657
Otras	8.239	48	(1.991)	(42)	6.254
Total	181.705	21.803	(25.912)	(11.320)	166.276

	A 31.12.2014	Adiciones	Reversiones	Cancelaciones	A 30.06.2015
Laborales	236.345	24.845	-	(9.028)	252.162
Civiles					
Relaciones de consumo	15.965	6.475	(1.157)	(6.466)	14.817
Otras contingencias civiles	23.694	9.957	-	(4.934)	28.717
	39.659	16.432	(1.157)	(11.400)	43.534
Fiscales	9.561	1.304	(7.033)	(138)	3.694
Medioambientales	51	4	-	-	55
Regulatorias	10.874	451	-	(60)	11.265
Otras	6.632	1.641	(723)	(765)	6.785
Total	303.122	44.677	(8.913)	(21.391)	317.495

Los Administradores de la Compañía, a la vista de la dinámica y de los plazos de los sistemas legal, fiscal y regulatorio, consideran que no es factible proporcionar

información útil a los usuarios de estos estados financieros intermedios con respecto al momento en que se producirán eventuales salidas de efectivo, así como las posibles devoluciones. Asimismo, los Administradores de la Compañía estiman que los desembolsos que pudieran exceder de los importes provisionados tras la resolución de dichos litigios o contenciosos, no afectarán de manera significativa al resultado de las operaciones o a la situación financiera de la Compañía.

A continuación se recoge un resumen las principales provisiones y pasivos contingentes de acuerdo con la mejor estimación de la Compañía de los desembolsos futuros en relación con estas contingencias.

Provisiones para contingencias respecto a las cuales la probabilidad de que ocurra una pérdida se considera probable, y pasivos contingentes vinculados, relativos a contingencias respecto a las cuales la probabilidad de que ocurra una pérdida se considera posible.

Contingencias laborales

Colectivos de empleados y trabajadores subcontratados han presentado demandas contra Cemig D reclamando el pago de horas extraordinarias y de complementos de peligrosidad, además de otras reclamaciones relativas a la subcontratación de mano de obra, los complementos y el nuevo cálculo de las pensiones de jubilación pagadas por la entidad gestora de fondos de pensiones Forluz, y los índices de incremento salarial. Las reclamaciones ascienden a aproximadamente R\$727.341 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$625.388 a 31 de diciembre de 2014). La Compañía ha dotado una provisión de R\$252.162 (frente a R\$236.345 a 31 de diciembre de 2014), que es el importe de la mejor estimación de los costes que supondrá cancelar las obligaciones que surjan de los procesos judiciales.

Además de las cuestiones mencionadas anteriormente, la Compañía es parte demandada en un arbitraje laboral presentado por entidades representativas de sus empleados, que tiene por objeto las normas y condiciones de trabajo que rigieron los contratos laborales en el periodo comprendido entre el 1 de noviembre de 2012 y el 31 de octubre de 2013, y cuya lista de exigencias comprendía varios asuntos, incluyendo la reposición de las pérdidas salariales, el incremento real de los sueldos, la fijación de un mínimo salarial y el ajuste de las cláusulas económicas. La demanda asciende a aproximadamente a R\$95.336 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$90.462 a 31 de diciembre de 2014). El importe se encuentra debidamente registrado, teniendo en cuenta la fase procesal actual.

Relaciones de consumo

Cemig D ha sido demandada en juicios civiles en los que se reclaman indemnizaciones por daños morales y materiales ocasionados principalmente por errores en la medición del consumo eléctrico y cobros indebidos durante el curso normal de las operaciones de la Compañía. Las reclamaciones ascienden a R\$21.654 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$18.410 a 31 de diciembre de 2014). La Compañía ha dotado una provisión de

R\$14.817 (frente a R\$15.965 a 31 de diciembre de 2014), que es el importe de la mejor estimación de los costes que supondrá cancelar las obligaciones que surjan de los procesos judiciales.

Otras contingencias civiles

Cemig D ha sido demandada en diversos juicios civiles en los que se reclaman indemnizaciones por daños morales y materiales, entre otros, ocasionados por incidentes acaecidos durante el curso normal de las operaciones de la Compañía. Las reclamaciones ascienden a R\$152.538 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$154.826 a 31 de diciembre de 2014). La Compañía ha dotado una provisión de R\$28.717 (frente a R\$23.694 a 31 de diciembre de 2014), que es el importe de la mejor estimación de los costes que supondrá cancelar las obligaciones que surjan de los procesos judiciales.

Contingencias fiscales

Cemig D está involucrada en diversos procedimientos judiciales y administrativos relacionados con el pago de impuestos y otros tributos. Las principales contingencias de carácter fiscal se refieren al Impuesto sobre la Propiedad Territorial Urbana ("IPTU"), el Programa de Integración Social ("PIS-PASEP") y la Contribución a la Financiación de la Seguridad Social ("COFINS"). Las reclamaciones ascienden a aproximadamente R\$19.406 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$19.273 a 31 de diciembre de 2014). La Compañía ha dotado una provisión de R\$3.694 (frente a R\$9.561 a 31 de diciembre de 2014), que es el importe de la mejor estimación de los costes que supondrá cancelar las obligaciones que surjan de los procesos judiciales.

Contingencias regulatorias

Cemig D está involucrada en diversos procedimientos judiciales y administrativos relacionados con asuntos regulatorios que objetan, principalmente el incumplimiento de las metas de calidad del servicio en lo relativo a los índices de continuidad del suministro eléctrico y los aumentos de tarifas que se produjeron durante el plan de estabilización económica denominado "Plan Cruzado", llevado a cabo por el Gobierno de Brasil en 1986. Las reclamaciones ascienden a aproximadamente R\$103.515 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$98.309 a 31 de diciembre de 2014). La Compañía ha dotado una provisión de R\$11.265 (frente a R\$10.874 a 31 de diciembre de 2014), que es el importe de la mejor estimación de los costes que supondrá cancelar las obligaciones que surjan de los procesos judiciales.

Otras demandas relacionadas con el curso normal de los negocios

Adicionalmente, Cemig D está involucrada, como parte demandada o demandante, en otros litigios de menor relieve relacionados con el curso normal de sus operaciones, cuyo importe total estimado asciende a R\$53.422 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$56.120 a 31 de diciembre de 2014). La Compañía ha dotado una provisión de R\$6.840 (frente a R\$6.683 a 31 de diciembre de 2014), que es el importe de la mejor estimación de los costes que supondrá cancelar las obligaciones que surjan de los

procesos judiciales. La Compañía considera que ha actuado con arreglo a derecho, por lo que del resultado de estos litigios no se espera un impacto sustancial adverso en su posición financiera o en el resultado de sus operaciones.

Pasivos contingentes cuya probabilidad de que ocurra una pérdida se considera posible, y respecto a los cuales la Compañía considera que ha actuado conforme a derecho.

Contingencias fiscales

Cemig D está involucrada en diversos procedimientos judiciales y administrativos relacionados con el pago de impuestos y otros tributos. A continuación, se recoge un resumen de las principales contingencias de carácter fiscal.

Indemnizaciones correspondientes a premios por antigüedad

En el ejercicio 2006 Cemig D pagó a los empleados indemnizaciones por importe de R\$127.058 a cambio del derecho futuro de incorporación a los sueldos del porcentaje anual del 1% en concepto de premios por antigüedad (el denominado “*anuenio*”). La Compañía no efectuó las retenciones en concepto del impuesto sobre la renta y contribuciones a la Seguridad Social por considerar que dichas obligaciones no recaen sobre retribuciones indemnizatorias. No obstante, con el objeto de no incurrir en eventuales sanciones en virtud de una interpretación discrepante de la ley por parte de la Administración Federal de Impuestos de Brasil (“RFB”) y del Instituto Nacional de Seguridad Social (“INSS”), la Compañía interpuso recursos de amparo constitucional que le permitieron efectuar un depósito judicial por importe de R\$87.268 –que se recoge bajo el epígrafe “Depósitos judiciales”– para hacer frente a eventuales resarcimientos que pudiesen derivar del hecho de no haberse practicado las mencionadas retenciones. El importe actualizado de la contingencia asciende a R\$179.496 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$171.356 a 31 de diciembre de 2014). Con base en los argumentos anteriores, la Compañía ha calificado como posible la probabilidad de pérdida en relación con esta contingencia.

Contribuciones a la Seguridad Social

La Administración Federal de Impuestos de Brasil (“RFB”) dio inicio a expedientes administrativos contra la Compañía debido a que no se efectuaron las retenciones en concepto de contribuciones a la Seguridad Social sobre diversas retribuciones pagadas a los empleados, tales como la participación en beneficios y resultados, los vales de comida comprendidos en el “programa de alimentación del trabajador” (“PAT”), el bono formación, las horas extraordinarias y los complementos de peligrosidad, las contribuciones a los programas de formación del trabajador impartidos por la entidad SEST/SENAT y las multas por incumplimiento de obligaciones accesorias. La Compañía ha interpuesto los oportunos recursos en defensa de sus intereses y está pendiente de una decisión. La contingencia asciende a aproximadamente R\$885.024 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$840.116 a 31 de diciembre de 2014). La Compañía ha calificado como posible la probabilidad de pérdida en relación con esta contingencia, puesto que

considera haber cumplido con los requisitos establecidos en la Ley Nº 10.101/2000 y porque no existe ninguna obligación legal para firmar convenios con anterioridad al año base.

Denegación de compensación de créditos fiscales

La Administración Federal de Impuestos de Brasil (“RFB”) no aprobó la declaración de la Compañía de compensación de créditos fiscales por pagos de impuestos federales indebidos o en exceso relativos a diversos expedientes administrativos tributarios. La contingencia asciende a R\$295.987 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$291.323 a 31 de diciembre de 2014). La Compañía ha calificado como posible la probabilidad de pérdida en relación con esta contingencia, puesto que considera haber cumplido con los requisitos legales pertinentes del Código Tributario brasileño y porque está a la espera de que Hacienda se pronuncie sobre la información presentada.

Contribución Social sobre el Beneficio Neto (“CSLL”)

La Administración Federal de Impuestos de Brasil (“RFB”) levantó un acta de infracción a Cemig D en los ejercicios 2012 y 2013 debido a que la Compañía no reconoció o efectuó deducciones indebidas en concepto de la CSLL en relación con: (i) impuestos cuya exigibilidad se encuentra suspendida; (ii) donaciones y el patrocinio de actividades culturales y artísticas (Ley Nº 8.313/1991); (iii) multas por infracciones de diversa naturaleza. La contingencia asciende a R\$160.474 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$150.489 a 31 de diciembre de 2014). La Compañía ha calificado como posible la probabilidad de pérdida en relación con esta contingencia, teniendo en cuenta el análisis de la jurisprudencia sobre el asunto.

Contingencias regulatorias

Contribución al alumbrado público (“CIP”)

La Compañía ha sido demandada en diversos juicios por la declaración de nulidad de la cláusula de contribución al alumbrado público de los contratos de suministro de electricidad firmados entre la Compañía y los municipios de su zona de concesión, con el consecuente reintegro de los importes cobrados supuestamente de manera indebida en los últimos 20 años. Las reclamaciones se basan en un supuesto error de la Compañía al estimar el tiempo utilizado para el cálculo del consumo eléctrico del sistema de alumbrado público, costado por la CIP. Las reclamaciones ascienden a aproximadamente R\$20.770 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$18.937 a 31 de diciembre de 2014). La Compañía no ha registrado provisión alguna en relación con estas demandas, puesto que considera que ha actuado conforme a derecho

Adicionalmente, la Sociedad Matriz CEMIG ha sido demandada en otros juicios en los que se reclama lo mismo, cuyo importe estimado total asciende a R\$1.574.811 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$1.438.400 a 31 de diciembre de 2014). La Sociedad Matriz CEMIG ha calificado como posible la probabilidad de pérdida en relación con esta contingencia debido a la imposibilidad de aplicar el Código de Defensa del Consumidor,

puesto que se trata de objeto de regulación específica del sector eléctrico, teniendo en cuenta que la Compañía ha cumplido con lo dispuesto en las Resoluciones Nº 414 y Nº 456 del regulador ANEEL que se refieren a este asunto. En virtud del proceso de desintegración vertical de las actividades de CEMIG, el caso de que la Sociedad Matriz sufriera alguna pérdida derivada de esta contingencia, Cemig D podría verse afectada.

Activo Inmovilizado en Servicio (AIS)

En agosto de 2014, el regulador ANEEL levantó un acta de infracción a Cemig D por incumplimiento de los requisitos de la legislación vigente en lo referente a la imputación de costes a las obras en curso y otros procedimientos. Se trata de una inspección sin precedentes en relación con la aplicación de lo dispuesto en el Manual de Control Patrimonial del Sector Eléctrico. La contingencia asciende a R\$62.358 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$59.081 a 31 de diciembre de 2014). La Compañía no ha registrado provisión alguna por este concepto y ha calificado como posible la probabilidad de pérdida en relación con esta contingencia, puesto que a su juicio ha actuado conforme a derecho.

Aumento tarifario

Exclusión de consumidores anteriormente clasificados como de bajos ingresos

La Fiscalía Federal presentó una acción civil pública contra la Compañía y el regulador ANEEL objetando la exclusión de consumidores anteriormente clasificados como de bajos ingresos y reclamando el reintegro a dichos consumidores del doble de lo pagado en exceso. La petición fue admitida y juzgada procedente, pero la Compañía y ANEEL han recurrido y están pendientes de una decisión final. La demanda asciende a aproximadamente R\$207.562 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$189.671 a 31 de diciembre de 2014). La Compañía ha calificado como posible la probabilidad de pérdida en relación con esta contingencia debido a las decisiones favorables de la Justicia respecto a este asunto.

Reajuste anual y revisión periódica de la tarifa eléctrica: neutralidad de los costes no controlables

La Asociación Municipal de Protección del Consumidor y el Medio Ambiente (“AMPROCOM”) presentó una acción civil pública contra la Compañía y el regulador ANEEL solicitando que se identificaran a todos los consumidores que se vieron perjudicados en los procesos de revisión periódica y de reajuste anual de la tarifa de electricidad durante el periodo comprendido entre los años 2002 y 2009, así como la compensación de los importes cobrados indebidamente por medio de abonos en las facturas, en función de no haberse tenido en cuenta el efecto de las variaciones futuras del consumo eléctrico en los costes no controlables (el denominado “paquete A” de costes) y la inclusión indebida de estos ingresos entre los costes controlables de la Compañía (el denominado “paquete B” de costes), generando el desequilibrio económico financiero del contrato. Se trata de una acción sin precedentes, con potencial para impactar todas las compañías concesionarias de distribución de

electricidad, lo que podría dar lugar a un nuevo acuerdo general para el sector eléctrico. La demanda asciende a aproximadamente R\$251.452 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$227.234 a 31 de diciembre de 2014). La Compañía no ha registrado provisión alguna por este concepto y ha calificado como posible la probabilidad de pérdida en relación con esta contingencia, puesto que a su juicio ha actuado conforme a derecho.

Otros pasivos contingentes

Incumplimiento de contrato: Programa de electrificación rural "Luz Para Todos"

La Compañía ha sido demandada en juicios en los que se reclaman pérdidas sufridas como consecuencia de supuestos incumplimientos contractuales en relación con la implementación de una parte del programa de electrificación rural "Luz Para Todos", ocasionando el desequilibrio económico de los contratos. Las reclamaciones ascienden a aproximadamente R\$189.741 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$183.257 a 31 de diciembre de 2014). La Compañía no ha registrado provisión alguna por este concepto y ha calificado como posible la probabilidad de pérdida en relación con esta contingencia tras haber efectuado el análisis de la argumentación y la documentación utilizada por los contratistas respecto de las pérdidas alegadas.

Adicionalmente, Cemig D está involucrada, como parte demandada, en otros litigios derivados de supuestos incumplimientos contractuales relacionados con el curso normal de sus operaciones, cuyo importe total estimado asciende a R\$35.370 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$25.311 a 31 de diciembre de 2014).

Irregularidades en procedimientos licitatorios

La Compañía es parte demandada en una discusión sobre supuestas irregularidades en los procedimientos licitatorios llevados a cabo en la modalidad de subasta electrónica inversa. La demanda asciende a aproximadamente R\$23.131 a 30 de junio de 2015 (frente a R\$20.817 a 31 de diciembre de 2014). La Compañía no ha registrado provisión alguna por este concepto y ha calificado como posible la probabilidad de pérdida en relación con esta contingencia, teniendo en cuenta el análisis de la jurisprudencia sobre este asunto.

20. PATRIMONIO NETO Y RETRIBUCIÓN A LOS ACCIONISTAS

A 30 de junio de 2015, el capital social de Cemig D asciende a R\$2.261.998 y está representado por 2.359.113.452 acciones ordinarias nominativas, totalmente suscritas y desembolsadas, sin expresión de valor nominal, todas ellas propiedad del accionista único CEMIG.

Beneficio (pérdida) por acción

El beneficio (pérdida) por acción se calcula dividiendo el resultado del periodo entre el número medio ponderado de acciones ordinarias en circulación al cierre del periodo.

El número de acciones en circulación utilizado para calcular el beneficio por acción es el que se detalla a continuación:

	A 30.06.2015	A 30.06.2014
Número de acciones	2.359.113	2.261.998
Resultado del periodo	5.186	(66.895)
Beneficio (pérdida) básico y diluido por acción ordinaria (R\$)	0,0023	(0,0296)

La Compañía no mantiene instrumentos financieros dilutivos, por lo que el beneficio básico por acción no difiere del beneficio diluido.

Aumento del capital social

La Junta General Extraordinaria de Cemig D celebrada el 30 de abril de 2015 acordó aumentar el capital social de la Compañía, anteriormente fijado en R\$2.261.998, hasta la cifra de R\$2.361.998, es decir, ampliándolo en la cifra de R\$100.000, mediante la emisión de 97.115.665 nuevas acciones ordinarias, nominativas y sin expresión de valor nominal, al precio de emisión de R\$1,0297 cada una de ellas. La cantidad total de acciones se incrementó de 2.261.997.787 a 2.359.113.452.

21. INGRESOS

La composición de los ingresos de explotación es la siguiente:

	A 30.06.2015	A 30.06.2014 (Reclasificado)
Ingresos provenientes de las ventas de energía eléctrica e ingresos por el uso de la red de distribución: consumidores regulados (a)	7.701.664	5.473.840
Ingresos provenientes del peaje de acceso a la red de distribución eléctrica: consumidores libres (b)	748.627	422.470
Garantía concesional de suficiencia tarifaria (c)	762.497	-
Ingresos de construcción de infraestructuras de distribución eléctrica (d)	443.405	324.149
Otros ingresos de explotación (e)	571.662	533.166
Impuestos y cargas sobre los ingresos (f)	(4.123.195)	(1.921.448)
Ingresos de explotación, netos	6.104.660	4.832.177

	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014) (Reclasificado)
Ingresos provenientes de las ventas de energía eléctrica e ingresos por el uso de la red de distribución: consumidores regulados (a)	4.312.673	2.907.935
Ingresos provenientes del peaje de acceso a la red de distribución eléctrica: consumidores libres (b)	522.471	217.301
Garantía concesional de suficiencia tarifaria (c)	212.227	-
Ingresos de construcción de infraestructuras de distribución eléctrica (d)	240.765	188.628
Otros ingresos de explotación (e)	323.861	290.805
Impuestos y cargas sobre los ingresos (f)	(2.572.020)	(1.010.532)
Ingresos de explotación, netos	3.039.977	2.594.137

a) Ingresos provenientes de las ventas de energía eléctrica e ingresos por el uso de la red de distribución eléctrica: consumidores regulados

El desglose de las ventas de electricidad por grupos de consumo es el siguiente:

Grupos de consumo	MWh (*)		R\$	
	A 30.06.2015	A 30.06.2014	A 30.06.2015	A 30.06.2014
Residencial	4.949.413	5.027.320	3.396.315	2.508.267
Industrial	1.885.574	2.003.123	952.008	709.418
Comercial, servicios y otros	3.054.671	3.056.427	1.818.872	1.307.821
Rural	1.544.410	1.588.699	596.703	413.196
Administraciones públicas	441.322	444.934	249.062	181.219
Alumbrado público	660.596	643.068	239.972	168.190
Servicio público	596.686	607.903	246.266	176.405
Subtotal	13.132.672	13.371.474	7.499.198	5.464.516
Consumo propio	18.914	19.055	-	-
Energía pendiente de facturación, neto	-	-	202.466	9.324
Total	13.151.586	13.390.529	7.701.664	5.473.840

Grupos de consumo	MWh (*)		R\$	
	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014)	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014)
Residencial	2.386.270	2.459.539	1.849.553	1.291.126
Industrial	933.896	1.022.283	550.829	383.924
Comercial, servicios y otros	1.458.894	1.483.945	995.685	673.958
Rural	749.687	844.996	342.554	227.378
Administraciones públicas	223.734	224.262	143.258	96.920
Alumbrado público	329.545	313.329	139.821	87.538
Servicio público	280.302	288.676	137.440	92.231
Subtotal	6.362.328	6.637.030	4.159.140	2.853.075
Consumo propio	9.095	9.286	-	-
Energía pendiente de facturación, neto	-	-	153.533	54.860
Total	6.371.423	6.646.316	4.312.673	2.907.935

(*) Esta información no ha sido revisada por el auditor externo.

b) Ingresos provenientes del peaje de acceso a la red de distribución eléctrica (“TUSD”): consumidores libres

El peaje de acceso a la red de distribución eléctrica (“TUSD”)⁷ es abonado por los clientes liberalizados en función de la energía vendida por otros agentes del sector eléctrico, principalmente por Cemig Geração e Transmissão, S.A.. Gran parte de esos consumidores libres son grandes clientes industriales ubicados en la zona de concesión de la Compañía.

c) Garantía concesional de suficiencia tarifaria: cuenta CVA (costes no controlables) y otros componentes financieros

Con fecha 10 de diciembre de 2014, se firmaron adendas a los contratos de concesión de las compañías de distribución de energía eléctrica en Brasil con el objeto de garantizar que al final del periodo concesional se consideren a efectos de indemnización 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. En lo que respecta a los activos, los importes reconocidos comprenden los saldos constituidos durante el último ajuste tarifario y aún no amortizados, así como los saldos del periodo corriente, que serán

⁷ N.T. TUSD: siglas en portugués para la tarifa de acceso (peaje) por el uso de las redes de distribución. Las actividades de transporte y distribución de energía eléctrica permanecen bajo un esquema regulado debido a que, dadas sus características intrínsecas, son monopolios naturales. Así, los costes 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.

compensados en el ajuste tarifario siguiente. Para más información, véase la nota 10 anterior.

d) Ingresos de construcción de infraestructuras de distribución eléctrica

Los ingresos de construcción se compensan en su totalidad con los costes de construcción y se corresponden con las inversiones realizadas por la Compañía en el periodo en la construcción de las infraestructuras que serán utilizadas en la concesión. Para más información, véanse las notas 13 anterior y 22 siguiente.

e) Otros ingresos de explotación

	A 30.06.2015	A 30.06.2014
Tasas por servicios	8.801	4.329
Prestación de servicios	4.948	5.597
Subvenciones (*)	459.159	385.268
Alquileres y arriendos	48.339	41.085
Glosas en las facturas de electricidad autorizadas por la CCEE	47.060	96.465
Otros ingresos	3.355	422
	571.662	533.166

	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014)
Tasas por servicios	4.674	2.559
Prestación de servicios	2.723	2.888
Subvenciones (*)	264.001	200.727
Alquileres y arriendos	26.732	20.925
Glosas en las facturas de electricidad autorizadas por la CCEE	25.276	63.414
Otros ingresos	455	292
	323.861	290.805

(*) Ingresos reconocidos en virtud de los subsidios a las tarifas cobradas de los usuarios del servicio público de distribución de electricidad, incluyendo los subsidios a clientes clasificados como de bajos ingresos, los cuales son reembolsados por el holding eléctrico federal Eletrobras.

f) Impuestos y cargas sobre los ingresos

	A 30.06.2015	A 30.06.2014 (Reclasificado)
Impuestos a los ingresos		
ICMS	1.695.012	1.235.435
PIS-PASEP	146.122	98.346
COFINS	673.046	452.988
ISSQN	197	226
	2.514.377	1.786.995
Cargas regulatorias trasladadas a los consumidores		
Programa de Eficiencia Energética (PEE)	28.293	21.256
Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) (1)	1.145.385	89.872
Programa de Investigación y Desarrollo (I+D)	11.317	8.503
Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico (FNDCT)	11.317	8.310
Investigaciones para la expansión del sistema energético (EPE/MME)	5.659	4.155
Adicional del 0,30% (Ley Nº 12.111/2009) (recuperación de gastos) (2)	-	(5.655)
Cargas al consumidor: sistema de señalización de costes de generación ("banderas tarifarias") (3)	399.893	-
Tasa de fiscalización de los servicios de energía eléctrica (TFSEE)	6.954	8.012
	1.608.818	134.453
	4.123.195	1.921.448

	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014) (Reclasificado)
Impuestos a los ingresos		
ICMS	945.934	638.546
PIS-PASEP	76.394	52.077
COFINS	351.489	239.870
ISSQN	105	114
	1.373.922	930.607
Cargas regulatorias trasladadas a los consumidores		
Programa de Eficiencia Energética (PEE)	13.909	12.298
Cuenta de Desarrollo Energético (CDE) (1)	853.667	52.216
Programa de Investigación y Desarrollo (I+D)	5.563	4.920
Fondo Nacional de Desarrollo Científico y Tecnológico (FNDCT)	5.563	4.919
Investigaciones para la expansión del sistema energético (EPE/MME)	2.783	2.460
Cargas al consumidor: sistema de señalización de costes de generación ("banderas tarifarias") (3)	312.771	-
Tasa de fiscalización de los servicios de energía eléctrica (TFSEE)	3.842	3.112
	1.198.098	79.925
	2.572.020	1.010.532

- (1) Los importes de las aportaciones obligatorias al fondo sectorial CDE para el año 2015 han sido fijados por las Resoluciones Nº 1.857/2015 y Nº 1.863/2015 del regulador ANEEL.
- (2) Reembolso reconocido por la Compañía en el primer trimestre de 2014, de conformidad con la autorización emitida por el regulador ANEEL mediante el Oficio Nº 782/2013.
- (3) El Decreto Nº 8.401/2015 dispuso la creación de la "Cuenta Centralizadora de los Fondos Provenientes de las Banderas Tarifarias (CCRB)"; la Resolución Normativa Nº 649/2015 del regulador ANEEL aprobó los procedimientos de regulación del mecanismo de banderas tarifarias; y el Oficio Circular Nº 185 de SFF/ANEEL definió los procedimientos contables para el registro de los ingresos adicionales provenientes del mecanismo de banderas tarifarias.

22. GASTOS DE EXPLOTACIÓN

	A 30.06.2015	A 30.06.2014 (Reclasificado)
Gastos de personal (a)	462.450	422.119
Participación de empleados y directivos en los resultados	101.732	97.679
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	83.548	76.346
Materiales	22.310	24.247
Servicios exteriores (b)	333.383	309.986
Compras de energía eléctrica (c)	3.578.613	2.761.716
Amortizaciones	224.462	210.387
Provisiones (d)	93.465	43.752
Cargos por el uso de la red de transporte eléctrico	399.779	258.837
Costes de construcción de infraestructuras de distribución eléctrica (e)	443.405	324.149
Otros gastos de explotación, netos (f)	219.898	185.166
	5.963.045	4.714.384

	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014) (Reclasificado)
Gastos de personal (a)	234.190	217.968
Participación de empleados y directivos en los resultados	40.110	58.568
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	41.774	38.173
Materiales	12.496	12.384
Servicios exteriores (b)	176.441	161.016
Compras de energía eléctrica (c)	1.740.689	1.461.936
Amortizaciones	112.791	106.066
Provisiones (d)	53.312	30.946
Cargos por el uso de la red de transporte eléctrico	204.572	124.951
Costes de construcción de infraestructuras de distribución eléctrica (e)	240.765	188.628
Otros gastos de explotación, netos (f)	122.361	86.886
	2.979.501	2.487.522

a) Gastos de personal	A 30.06.2015	A 30.06.2014
Sueldos, salarios y cargas sociales	404.876	369.069
Aportaciones a fondos de pensiones: plan de aportación definida	27.060	25.337
Beneficios asistenciales	52.531	50.143
	484.467	444.549
(-) Gastos de personal trasladados a las obras en curso	(23.261)	(22.045)
Provisión para planes de bajas voluntarias incentivadas	1.244	(385)
	462.450	422.119

a) Gastos de personal	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014)
Sueldos, salarios y cargas sociales	206.609	192.555
Aportaciones a fondos de pensiones: plan de aportación definida	13.970	13.397
Beneficios asistenciales	26.036	24.636
	246.615	230.588
(-) Gastos de personal trasladados a las obras en curso	(12.536)	(12.293)
Provisión (reversión de provisiones) para planes de bajas voluntarias incentivadas	111	(327)
	234.190	217.968

b) Servicios exteriores	A 30.06.2015	A 30.06.2014 (Reclasificado)
Agentes recaudadores / Lectura de contadores / Entrega de facturas	58.855	56.895
Mantenimiento y conservación de instalaciones y equipos eléctricos	88.776	89.080
Servicios de comunicación	33.697	32.316
Conservación y limpieza de oficinas	31.706	28.399
Desbroce y control de la vegetación en derechos de vía, caminos y cortafuegos	13.753	10.918
Corte y reconexión del suministro eléctrico	15.930	7.136
Poda de árboles	11.602	9.857
Servicios de abogados y costas legales	10.081	9.653
Mantenimiento y conservación de mobiliario y enseres	10.409	15.926
Mano de obra subcontratada	685	2.383
Viáticos: hospedaje y alimentación	6.122	5.235
Vigilancia y seguridad privada	5.000	4.989
Impresión de facturas de electricidad	2.428	2.673
Mantenimiento y conservación de vehículos	3.709	3.838
Reprografía y publicaciones legales	5.045	1.988
Inspección de puntos de suministro eléctrico	2.091	2.197
Fletes y pasajes	1.947	1.932
Servicios de consultoría	3.165	2.745
Medio ambiente	1.064	936
Otros	27.318	20.890
	333.383	309.986

b) Servicios exteriores	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014) (Reclasificado)
Agentes recaudadores / Lectura de contadores / Entrega de facturas	29.427	27.969
Mantenimiento y conservación de instalaciones y equipos eléctricos	40.828	42.890
Servicios de comunicación	22.287	15.659
Conservación y limpieza de oficinas	16.601	14.151
Desbroce y control de la vegetación en derechos de vía, caminos y cortafuegos	8.531	5.299
Corte y reconexión del suministro eléctrico	8.248	4.528
Poda de árboles	6.666	5.924
Servicios de abogados y costas legales	5.254	4.757
Mantenimiento y conservación de mobiliario y enseres	7.412	13.240
Mano de obra subcontratada	308	863
Viáticos: hospedaje y alimentación	3.027	2.843
Vigilancia y seguridad privada	2.433	2.758
Impresión de facturas de electricidad	1.251	1.312
Mantenimiento y conservación de vehículos	1.986	1.935
Reprografía y publicaciones legales	2.564	1.124
Inspección de puntos de suministro eléctrico	1.099	1.151
Fletes y pasajes	1.033	1.198
Servicios de consultoría	1.758	1.377
Medio ambiente	816	523
Otros	14.912	11.515
	176.441	161.016

c) Compras de energía eléctrica	A 30.06.2015	A 30.06.2014
Energía eléctrica producida por Itaipú Binacional	770.844	402.654
Contratos por cuotas de energía asegurada	113.484	110.208
Cuotas de las plantas nucleares de Angra I y Angra II	99.079	88.814
Compras de energía eléctrica en el mercado <i>spot</i>	445.894	861.547
Contratos bilaterales	155.827	150.286
Compras de energía eléctrica por medio de subastas en el mercado regulado	2.198.278	1.292.379
Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía (PROINFA)	123.009	131.607
Créditos por concepto de los impuestos PIS-PASEP y COFINS	(327.802)	(275.779)
	3.578.613	2.761.716

c) Compras de energía eléctrica	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014)
Energía eléctrica producida por Itaipú Binacional	401.174	198.014
Contratos por cuotas de energía asegurada	55.934	55.984
Cuotas de las plantas nucleares de Angra I y Angra II	50.121	44.407
Compras de energía eléctrica en el mercado <i>spot</i>	201.276	495.937
Contratos bilaterales	80.299	74.726
Compras de energía eléctrica por medio de subastas en el mercado regulado	1.039.635	673.451
Programa de Incentivo a las Fuentes Alternativas de Energía (PROINFA)	61.504	65.803
Créditos por concepto de los impuestos PIS-PASEP y COFINS	(149.254)	(146.386)
	1.740.689	1.461.936

d) Provisiones (reversión de provisiones)	A 30.06.2015	A 30.06.2014
Provisiones para insolvencias y deudas de dudoso cobro	57.701	47.861
Provisiones (reversión de provisiones) por contingencias		
Laborales	24.845	4.856
Civiles	15.275	7.905
Fiscales	(5.729)	4.119
Medioambientales	4	5
Regulatorias	451	(19.051)
Otras	918	(1.943)
	35.764	(4.109)
	93.465	43.752

d) Provisiones (reversión de provisiones)	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014)
Provisiones para insolvencias y deudas de dudoso cobro	30.749	20.556
Provisiones (reversión de provisiones) por contingencias		
Laborales	15.409	6.631
Civiles	4.637	3.522
Fiscales	505	310
Medioambientales	3	1
Regulatorias	210	377
Otras	1.799	(451)
	22.563	10.390
	53.312	30.946

d) Costes de construcción de infraestructuras de distribución eléctrica	A 30.06.2015	A 30.06.2014
Personal y directivos	28.068	24.264
Materiales	162.336	135.553
Servicios exteriores	176.796	137.614
Costes por intereses y ajustes por inflación	70.160	23.771
Adquisición de inmuebles e instalaciones	1.817	-
Alquileres y arriendos	516	44
Impuestos y tasas	188	125
Otros	3.524	2.778
	443.405	324.149

d) Costes de construcción de infraestructuras de distribución eléctrica	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014)
Personal y directivos	17.308	13.995
Materiales	77.016	88.836
Servicios exteriores	99.756	74.800
Costes por intereses y ajustes por inflación	45.522	9.766
Alquileres y arrendos	363	18
Impuestos y tasas	163	27
Otros	637	1.186
	240.765	188.628

f) Otros gastos de explotación, netos	A 30.06.2015	A 30.06.2014 (Reclasificado)
Alquileres y arrendos	38.990	37.726
Propaganda y publicidad	1.412	6.679
Consumo propio de energía eléctrica	9.338	7.855
Subvenciones y donaciones	4.723	3.570
Impuestos y tasas (IPTU, IPVA y otros)	56.292	52.813
Anualidades a la CCEE	2.081	1.563
Seguros	952	1.000
Forluz: gastos generales de administración	8.367	8.058
Pérdidas netas procedentes del desmantelamiento y enajenación de activos	44.981	31.885
Otros gastos	52.762	34.017
	219.898	185.166

f) Otros gastos de explotación, netos	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014) (Reclasificado)
Alquileres y arrendos	17.673	18.073
Propaganda y publicidad	318	6.000
Consumo propio de energía eléctrica	5.468	3.933
Subvenciones y donaciones	2.655	1.791
Impuestos y tasas (IPTU, IPVA y otros)	30.358	27.509
Anualidades a la CCEE	1.046	790
Seguros	465	506
Forluz: gastos generales de administración	4.368	4.023
Pérdidas netas procedentes del desmantelamiento y enajenación de activos	27.170	4.583
Otros gastos	32.840	19.678
	122.361	86.886

Arrendamiento operativo

La Compañía tiene contratos de arrendamiento operativo que se refieren principalmente a los vehículos y los edificios utilizados en sus actividades operativas, y no son relevantes en relación con los costes totales de la Compañía.

23. INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

	A 30.06.2015	A 30.06.2014 (Reclasificado)
INGRESOS FINANCIEROS		
Ingresos procedentes de inversiones financieras	19.288	48.591
Recargos por mora sobre facturas de energía eléctrica	92.991	79.612
Diferencias de cambio	24.350	17.147
Diferencias de cambio: cuenta CVA (costes no controlables)	44.341	-
Ajustes por inflación	3.919	6.813
Multas contractuales	7.580	6.045
Actualización de los activos financieros asociados a las concesiones (base de activos regulados)	193.673	(1.327)
Ajustes por inflación: cuenta CVA (costes no controlables)	32.288	-
Otros ingresos financieros	3.344	3.968
	421.774	160.849
GASTOS FINANCIEROS		
Cargas financieras sobre préstamos y financiaciones	(216.225)	(191.755)
Costes por intereses y ajustes por inflación: prestaciones post-empleo (Forluz)	(52.369)	(42.015)
Diferencias de cambio	(71.444)	(5.247)
Ajustes por inflación: préstamos y financiaciones	(159.356)	(113.692)
Ajustes por inflación: programas de investigación y desarrollo (I+D) y eficiencia energética (PEE)	(8.534)	(7.101)
Otros ajustes por inflación	(2.137)	(3.146)
Otros gastos financieros	(28.171)	(5.473)
	(538.236)	(368.429)
RESULTADO FINANCIERO, NETO	(116.462)	(207.580)

	2º TRI 2015 (del 01.04.2015 al 30.06.2015)	2º TRI 2014 (del 01.04.2014 al 30.06.2014) (Reclasificado)
INGRESOS FINANCIEROS		
Ingresos procedentes de inversiones financieras	12.385	33.572
Recargos por mora sobre facturas de energía eléctrica	48.408	41.534
Diferencias de cambio	4.830	12.447
Diferencias de cambio: cuenta CVA (costes no controlables)	10.853	-
Ajustes por inflación	2.687	2.492
Multas contractuales	4.204	3.416
Actualización de los activos financieros asociados a las concesiones (base de activos regulados)	102.120	(113.920)
Ajustes por inflación: cuenta CVA (costes no controlables)	(8.198)	-
Otros ingresos financieros	1.776	2.792
	179.065	(17.667)
GASTOS FINANCIEROS		
Cargas financieras sobre préstamos y financiaciones	(115.194)	(108.468)
Costes por intereses y ajustes por inflación: prestaciones post-empleo (Forluz)	(24.973)	(20.726)
Diferencias de cambio	(10.630)	(1.727)
Ajustes por inflación: préstamos y financiaciones	(64.927)	(41.862)
Ajustes por inflación: programas de investigación y desarrollo (I+D) y eficiencia energética (PEE)	(4.326)	(3.699)
Otros ajustes por inflación	(1.296)	(1.901)
Otros gastos financieros	(9.673)	(4.812)
	(231.019)	(183.195)
RESULTADO FINANCIERO, NETO	(51.954)	(200.862)

24. SALDOS Y OPERACIONES CON PARTES VINCULADAS

Conforme a lo mencionado en la nota 1, la Compañía es una filial íntegramente participada por la Sociedad Matriz CEMIG, cuyo accionista mayoritario es el Gobierno del Estado de Minas Gerais.

Los principales saldos y operaciones de Cemig D con otras partes vinculadas se desglosan a continuación:

PARTES VINCULADAS	ACTIVO		PASIVO		INGRESOS		GASTOS	
	A 30.06.2015	A 31.12.2014	A 30.06.2015	A 31.12.2014	A 30.06.2015	A 30.06.2014	A 30.06.2015	A 30.06.2014
Accionista de control								
CEMIG								
Corriente								
Convenio de cooperación (1)	-	-	5.222	12.833	-	-	(5.212)	(11.309)
Intereses sobre capital propio y dividendos	-	-	111.868	111.868	-	-	-	-
Otras partes vinculadas								
Aliança Geração de Energia, S.A.								
Corriente								
Transacciones de energía eléctrica (2)	-	-	5.822	-	-	-	(20.754)	-
Baguari Energia, S.A.								
Corriente								
Transacciones de energía eléctrica (2)	-	-	1.046	489	-	-	(2.195)	(2.929)
Cemig Geração e Transmissão, S.A.								
Corriente								
Convenio de cooperación (1)	-	-	1.120	2.319	-	-	(1.101)	(1.620)
Transacciones de energía eléctrica (2)	3.139	2.773	31.687	11.988	4.351	17.660	(163.245)	(66.697)
No corriente								
Convenio de cooperación (1)	522	479	-	-	-	-	-	-
Cemig Telecomunicações, S.A. (CemigTelecom)								
Corriente								
Transacciones de energía eléctrica (2)	815	315	-	-	2.255	1.678	-	-
Uso compartido de infraestructuras (3)	3.403	6.205	-	-	1.987	1.797	-	-
Prestación de servicios (4)	-	-	988	2.656	473	917	(5.554)	(4.893)
Gobierno del Estado de Minas Gerais								
Corriente								
Consumidores y revendedores (5)	19.672	2.577	-	-	67.541	50.034	-	-
Madeira Energia, S.A.								
Corriente								
Transacciones de energía eléctrica (2)	-	-	2.707	2.220	-	-	(7.737)	(3.277)
Transmissora Aliança de Energia Elétrica, S.A. (Taesa)								
Corriente								
Transacciones de energía eléctrica (2)	-	-	2.707	2.556	-	-	(13.722)	(7.854)
Forluz								
Corriente								
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales (6)	-	-	51.372	47.001	-	-	(52.369)	(42.015)
Gastos de personal (7)	-	-	-	-	-	-	(27.060)	(25.337)
Gastos de administración (8)	-	-	-	-	-	-	(8.367)	(8.058)
Arrendamiento operativo (9)	-	-	1.194	1.108	-	-	(6.991)	(5.949)
No corriente								
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales (6)	-	-	538.954	532.227	-	-	-	-
Cemig Saúde								
Corriente								
Plan de atención médica y dental (10)	-	-	55.090	52.359	-	-	(53.585)	(49.229)
No corriente								
Plan de atención médica y dental (10)	-	-	817.328	792.532	-	-	-	-

Las principales condiciones relacionadas con las transacciones con partes vinculadas son las siguientes:

- (1) Convenio de cooperación técnica suscrito entre CEMIG, Cemig D y Cemig Geração e Transmissão, S.A., en cumplimiento de la Orden Nº 3.924/2008 del regulador ANEEL. Incluye principalmente el reembolso de los gastos relacionados con el uso compartido de infraestructuras, personal, transporte, telecomunicaciones y equipos informáticos.
- (2) Las operaciones de compra y venta de electricidad entre distribuidores y generadores se llevaron a cabo en el ámbito de subastas públicas organizadas por el Gobierno de Brasil. Las operaciones de transporte de electricidad en alta tensión realizadas por las transportistas provienen de la operación centralizada del Sistema Interconectado Nacional ("SIN") a cargo del ente operador del sistema eléctrico brasileño ("ONS"). Las operaciones se realizan bajo las mismas condiciones referentes a las transacciones con partes independientes.
- (3) Se refiere al uso compartido de infraestructuras excedentes de distribución y líneas de distribución, comprendiendo postes de la red eléctrica, edificios y otras infraestructuras, entre Cemig D y Cemig Telecomunicações, S.A. a través de un contrato firmado en 2000, el cual tiene una duración de 15 años. El importe recibido varía en función de los ingresos obtenidos por el uso de las infraestructuras por Cemig Telecomunicações, S.A.. No hay índice de ajuste.
- (4) Se refiere al contrato de prestación de servicios de telecomunicaciones a través de la provisión de capacidad de red firmado entre Cemig Telecomunicações, S.A. y Cemig D en 2009 y 2010, el cual tiene una duración de cinco años. El contrato se actualiza de acuerdo con la variación del índice IGP-M.
- (5) Se refiere a las ventas de energía eléctrica al Gobierno del Estado de Minas Gerais. Las operaciones se realizan bajo las mismas condiciones de las transacciones con partes independientes, considerando que el precio de la energía es establecido por el regulador ANEEL por medio de resolución que fija anualmente la tarifa de suministro eléctrico de la Compañía.
- (6) Los contratos de la entidad gestora de fondos de pensiones Forluz se actualizan anualmente de acuerdo con la variación del índice IPCA-IBGE (véase la nota 18 anterior). Las obligaciones se amortizarán hasta el año 2024.
- (7) Aportaciones a cargo de la Compañía al fondo de pensiones (plan mixto de prestaciones). Las aportaciones se calculan sobre las retribuciones mensuales a los partícipes, de conformidad con el reglamento del fondo (véase la nota 22 anterior).
- (8) Recursos destinados a cubrir los gastos anuales de administración del fondo de pensiones, de conformidad con la legislación aplicable. Los importes se estiman de acuerdo con un porcentaje sobre la nómina de pagos de la Compañía.
- (9) Alquiler del edificio sede de la Compañía.
- (10) Aportaciones de la Compañía al plan de atención médica y dental de los empleados (véase la nota 18 anterior).

Para más información sobre las principales operaciones con partes vinculadas, véanse las notas 6, 14, 16 y 21 anteriores.

FIC Pampulha: Fondo de inversión exclusivo de Cemig D

Cemig D invierte parte de sus recursos financieros en un fondo de inversión exclusivo con características de renta fija y que sigue la misma política de inversión financiera de la Compañía. Los montos invertidos por el fondo están contabilizados en el epígrafe “Instrumentos financieros de renta fija” del activo corriente y no corriente a 30 de junio de 2015, en proporción a la participación de la Compañía en el fondo.

Los recursos destinados al fondo se asignan solamente a emisiones públicas y privadas de valores de renta fija, con sujeción únicamente al riesgo de crédito, con plazos de liquidez variables y en línea con los requerimientos de efectivo de los partícipes.

A 30 de junio de 2015, las inversiones financieras en valores de deuda emitidos por partes vinculadas, correspondientes a la participación del 6,29% de Cemig D en el fondo de inversión, son las que se describen a continuación:

Emisor	Tipo	Cláusula de interés	Vencimiento	Cemig D 6,29%
Axxiom Soluções Tecnológicas, S.A.	Obligaciones	109,00% del CDI	29.01.2017	663
Cemig GT	Obligaciones	CDI + 0,75%	23.12.2016	3.329
Cemig GT	Obligaciones	CDI + 0,90%	15.02.2017	632
Ativas Data Center, S.A.	Obligaciones	CDI + 3,50%	01.07.2017	1.441
Ativas Data Center, S.A.	Obligaciones	CDI + 3,50%	01.07.2017	1.802
Empresa de Transmissão do Alto Uruguai, S.A. (ETAU)	Obligaciones	108,00% del CDI	01.12.2019	636
Brasnorte Transmissora de Energia, S.A.	Obligaciones	108,00% del CDI	22.06.2016	358
Cemig Telecomunicações, S.A.	Pagarés	110,40% del CDI	14.12.2015	336
				9.197

Retribuciones al personal clave

En la tabla siguiente se detallan las retribuciones percibidas a 30 de junio de 2015 y 2014 por el personal clave de la Dirección de la Compañía, entendiéndose como tal los miembros del Consejo de Administración y de la Junta Directiva. Los costes con el personal clave corren totalmente a cargo de la Sociedad Matriz CEMIG.

	A 30.06.2015	A 30.06.2014
Remuneraciones	6.551	4.533
Participación en resultados	568	1.288
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	383	476
Beneficios asistenciales	159	78
Total	7.661	6.375

25. INSTRUMENTOS FINANCIEROS Y GESTIÓN DEL RIESGO

Cemig D utiliza instrumentos financieros únicamente para la cobertura de la exposición a la variación de las siguientes partidas: “Efectivo y otros activos líquidos equivalentes”, “Instrumentos financieros de renta fija”, “Cuentas a cobrar: consumidores y revendedores”, “Activos financieros asociados a las concesiones y relacionados con las infraestructuras de distribución eléctrica”, “Fondos vinculados”,

“Garantía concesional de suficiencia tarifaria”, “Subvenciones a clientes de bajos ingresos”, “Transferencias de recursos provenientes de la Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)”, “Préstamos, financiaciones y obligaciones (debentures)” y “Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales”. Las ganancias obtenidas o las pérdidas incurridas en dichas operaciones se reconocen íntegramente en la cuenta de pérdidas y ganancias o en el patrimonio neto en función del criterio del devengo, es decir, cuando se produce la corriente real de bienes y servicios que los mismos representan, con independencia del momento en que se produzca la corriente monetaria o financiera derivada de ellos.

Los instrumentos financieros se reconocen inicialmente por su valor razonable y se clasifican conforme a lo siguiente:

- Préstamos y cuentas a cobrar: se clasifican dentro de esta categoría los equivalentes al efectivo, los deudores comerciales (consumidores y revendedores, concesionarios de transporte de energía eléctrica), los fondos vinculados, los activos financieros derivados de la garantía concesional de suficiencia tarifaria, los depósitos judiciales, las subvenciones a clientes de bajos ingresos y los reembolsos de subsidios a la tarifa eléctrica. Se reconocen por su valor neto realizable y similar a su valor razonable.
- Activos financieros registrados a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias: se clasifican dentro de esta categoría los instrumentos financieros de renta fija. Se valoran a valor razonable, imputándose a la cuenta de pérdidas y ganancias los cambios que se produzcan en su valor razonable.
- Inversiones financieras mantenidas hasta el vencimiento: se clasifican dentro de esta categoría los instrumentos financieros de renta fija. Son activos financieros con cobros fijos o determinables y vencimientos fijos sobre los que se tiene la intención y capacidad de mantenerlos hasta el vencimiento. Se valoran a coste amortizado utilizando el método del tipo de interés efectivo.
- Activos financieros disponibles para la venta: se clasifican dentro de esta categoría los activos financieros asociados a las concesiones y relacionados con las infraestructuras de distribución eléctrica. Se valoran a valor nuevo de reemplazo (VNR), equivalente a su valor razonable a la fecha de cierre de estos estados financieros intermedios.
- Pasivos financieros no derivados: se clasifican dentro de esta categoría los préstamos, financiaciones y valores negociables (obligaciones), la deuda pactada con la entidad gestora de fondos de pensiones Forluz y las deudas con proveedores. Se valoran a coste amortizado utilizando el método del tipo de interés efectivo. La Compañía efectuó el cálculo del valor razonable de los préstamos, financiaciones y obligaciones aplicando el tipo CDI + 1,70% con base en la última captación de fondos. En relación con los préstamos, financiaciones y obligaciones con tipos anuales entre IPCA + 6,00% e IPCA + 7,96% y CDI + 0,69% y

CDI + 1,70%, la Compañía consideró que el valor razonable es sustancialmente equivalente al valor en libros. Para las financiaciones concedidas por el Banco de Desarrollo de Brasil (“BNDES”) y por el *holding* eléctrico federal Eletrobras, el valor razonable es conceptualmente similar al valor en libros, debido a las características específicas de las operaciones.

Instrumentos financieros: clasificación	A 30.06.2015		A 31.12.2014	
	Valor en libros	Valor razonable	Valor en libros	Valor razonable
Activos financieros				
Préstamos y cuentas a cobrar				
Equivalentes al efectivo: inversiones financieras	346.568	346.568	241.730	241.730
Deudores comerciales: consumidores, revendedores y concesionarios de transporte de energía eléctrica	2.587.476	2.587.476	1.799.801	1.799.801
Depósitos judiciales	878.759	878.759	865.556	865.556
Subvenciones a clientes de bajos ingresos	27.880	27.880	35.197	35.197
Reembolso de subsidios a la tarifa eléctrica	461.439	461.439	344.896	344.896
Fondos vinculados	32	32	795	795
Activos financieros asociados a las concesiones de distribución de energía eléctrica: garantía concesional de suficiencia tarifaria	1.138.878	1.138.878	1.106.675	1.106.675
	5.441.032	5.441.032	4.394.650	4.394.650
Disponibles para la venta				
Activos financieros asociados a las concesiones y relacionados con las infraestructuras de distribución eléctrica	6.531.117	6.531.117	5.943.682	5.943.682
Mantenidos hasta el vencimiento				
Instrumentos financieros de renta fija	2.835	2.825	17.154	17.067
Valorados a valor razonable con cambios en pérdidas y ganancias				
Mantenidos para negociar				
Instrumentos financieros de renta fija	81.339	81.339	85.391	85.391
Pasivos financieros				
Valorados a coste amortizado				
Deudas con proveedores	1.068.205	1.068.205	1.119.485	1.119.485
Préstamos, financiaciones y valores negociables (obligaciones)	6.877.599	6.450.604	6.048.250	5.788.387
Deuda con la entidad gestora de fondos de pensiones (Forluz)	590.326	590.326	579.228	579.228
	8.536.130	8.109.135	7.746.963	7.487.100

a) Política de gestión del riesgo financiero

Las actividades propias de Cemig D conllevan diversos tipos de riesgos financieros. La Compañía dispone de una organización y unos sistemas que le permiten identificar, medir y controlar los riesgos a los que está expuesta, en consonancia con las normas de buen gobierno corporativo. La política de gestión del riesgo financiero tiene por objeto establecer los principios y directrices para asegurar que los riesgos relevantes que pudieran afectar a los objetivos y actividades de la Compañía sean identificados, analizados, evaluados, gestionados y controlados, y que estos procesos se realicen de forma sistemática y según criterios uniformes.

El Comité de Gestión del Riesgo Financiero es el órgano encargado de gestionar los riesgos, asegurando su coherencia con la estrategia de la Compañía y definiendo las actuaciones sobre los mismos. El Comité de Gestión del Riesgo Financiero tiene encomendada la función de establecer directrices para la gestión de los riesgos financieros que pueden tener efectos adversos sobre la liquidez y la rentabilidad de las operaciones de la Compañía, recomendando la contratación de instrumentos de cobertura que permitan mitigar los riesgos derivados de la inflación, variaciones en los tipos de cambio y tipos de interés. La directriz básica consiste en hacer predecible el

flujo de caja en un horizonte máximo de 12 meses, con base en los distintos escenarios financieros proyectados por un consultor externo.

Los principales riesgos financieros a que está expuesta la Compañía son los que se describen a continuación.

Riesgo de tipo de cambio

Dado que la moneda funcional de Cemig D es el real brasileño, las oscilaciones en las paridades de las divisas en las que están instrumentadas las deudas frente a la moneda funcional pueden impactar negativamente en el nivel de endeudamiento, los resultados y los flujos de efectivo. La divisa que genera la mayor exposición es el dólar estadounidense.

La exposición neta al riesgo de tipo de cambio es como sigue:

Exposición al tipo de cambio	A 30.06.2015		A 31.12.2014	
	En moneda extranjera	En reales brasileños	En moneda extranjera	En reales brasileños
Dólar EE.UU.				
Préstamos y financiaciones (nota 16)	9.140	28.357	9.245	24.554
Proveedores (Itaipú Binacional)	87.127	275.043	57.433	148.864
	96.267	303.400	66.678	173.418
Euro				
Préstamos y financiaciones (nota 16)	990	3.424	1.319	4.257
Pasivo expuesto al riesgo de tipo de cambio		306.824		177.675

Análisis de sensibilidad

La Compañía, con base en sus asesores financieros, realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de tipo de cambio en términos de sensibilidades y estima que, en un escenario probable, el dólar estadounidense cotizará a 3,174 reales a 30 de junio de 2016, lo que supone una revalorización del 2,30%, mientras que el euro cotizará a 3,453 reales a dicha fecha, devaluándose un 0,21%. Paralelamente, la Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad de los efectos de una depreciación cambiaria del real del 25% y del 50% en relación con el escenario probable, como sigue:

Exposición al riesgo de tipo de cambio	Escenario base a 30.06.2015	Escenario I	Escenario II (depreciación cambiaria del 25%)	Escenario III (depreciación cambiaria del 50%)
Dólar EE.UU.				
Préstamos y financiaciones (nota 16)	28.357	29.010	36.267	43.515
Proveedores (Itaipú Binacional)	275.043	281.373	351.761	422.060
	303.400	310.383	388.028	465.575
Euro				
Préstamos y financiaciones (nota 16)	3.424	3.417	4.271	5.126
Pasivo expuesto al riesgo de tipo de cambio	306.824	313.800	392.299	470.701
Efecto neto de la variación del tipo de cambio		6.976	85.475	163.877

Riesgo de tipo de interés

A 30 de junio de 2015, Cemig D está expuesta a riesgos de transacción derivados de las variaciones en los tipos de interés nacionales. Esta exposición se produce debido a los pasivos netos referenciados a los tipos de interés, como se muestra a continuación:

Exposición al tipo de interés nacional	A 30.06.2015	A 31.12.2014
Activos		
Equivalentes al efectivo: inversiones financieras (nota 4)	346.568	241.730
Instrumentos financieros de renta fija (nota 5)	84.174	102.545
Fondos vinculados	32	795
Garantía concesional de suficiencia tarifaria (nota 12)	1.138.878	1.066.314
	1.569.652	1.411.384
Pasivos		
Préstamos, financiaciones y valores negociables (obligaciones) (CDI) (nota 16)	(3.856.065)	(3.124.703)
Pasivo expuesto al riesgo de tipo de interés	(2.286.413)	(1.713.319)

Análisis de sensibilidad

La Compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de tipo de interés en términos de sensibilidades y estima que, en un escenario probable, el tipo Selic se situará a 30 de junio de 2016 en un 14,00%. Paralelamente, la Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad de los efectos del alza del tipo de interés en un 25% y en un 50% en relación con el escenario probable. El tipo CDI [certificados de depósito interbancario] sigue la variación del tipo Selic.

La estimación de las variaciones en los tipos de interés se realiza de acuerdo con las proyecciones realizadas por los asesores financieros de la Compañía para los distintos escenarios.

Exposición al riesgo de tipo de interés nacional	A 30.06.2015	A 30 de junio de 2016		
	Valor en libros	Escenario I Selic 14,00%	Escenario II Selic 17,50%	Escenario III Selic 21,00%
Activos				
Equivalentes al efectivo: inversiones financieras (nota 4)	346.568	395.088	407.217	419.347
Instrumentos financieros de renta fija (nota 5)	84.174	95.958	98.904	101.851
Fondos vinculados	32	36	38	39
Garantía concesional de suficiencia tarifaria (nota 12)	1.138.878	1.298.321	1.338.182	1.378.042
	1.569.652	1.789.403	1.844.341	1.899.279
Pasivos				
Préstamos, financiaciones y valores negociables (obligaciones) (CDI) (nota 16)	(3.856.065)	(4.395.914)	(4.530.876)	(4.665.839)
Pasivo expuesto al riesgo de tipo de interés	(2.286.413)	(2.606.511)	(2.686.535)	(2.766.560)
Efecto neto de la variación del tipo de interés		(320.098)	(400.122)	(480.147)

Riesgo de inflación

A 30 de junio de 2015, el importe de los activos de la Compañía referenciados a los índices de inflación es superior al importe de los pasivos, como se muestra a continuación:

Exposición a la inflación	A 30.06.2015	A 31.12.2014
Activos		
Activos financieros asociados a las concesiones y relacionados con las infraestructuras de distribución eléctrica (IGP-M) (nota 12) (*)	4.609.794	4.416.121
Pasivos		
Préstamos, financiaciones y valores negociables (obligaciones) (IPCA) (nota 16)	(2.758.697)	(2.621.950)
Activo expuesto al riesgo de inflación	1.851.097	1.794.171

(*) Importe del activo financiero aprobado por el regulador ANEEL por medio de la Orden Nº 729, de 25 de marzo de 2014.

Análisis de sensibilidad

La Compañía realiza un seguimiento de la exposición al riesgo de inflación en términos de sensibilidades y estima que, en un escenario probable, los índices de precios IPCA e IGP-M se situarán a 30 de junio de 2016 en un 5,33% y un 4,41%, respectivamente. Paralelamente, la Compañía ha realizado un análisis de sensibilidad de los efectos del alza de la inflación en un 25% y en un 50% en relación con el escenario probable, como sigue:

Exposición al riesgo de inflación	A 30.06.2015	A 30 de junio de 2016		
	Valor en libros	Escenario I IPCA 5,33% IGP-M 4,41%	Escenario II IPCA 6,66% IGP-M 5,51%	Escenario III IPCA 8,00% IGP-M 6,62%
Activos				
Activos financieros asociados a las concesiones y relacionados con las infraestructuras de distribución eléctrica (IGP-M) (nota 12)	4.609.794	4.813.086	4.863.794	4.914.962
Pasivos				
Préstamos, financiaciones y valores negociables (obligaciones) (IPCA) (nota 16)	(2.758.697)	(2.905.736)	(2.942.426)	(2.979.393)
Activo expuesto al riesgo de inflación	1.851.097	1.907.350	1.921.368	1.935.569
Efecto neto de la variación de la inflación		56.253	70.271	84.472

Riesgo de liquidez

La Compañía presenta un flujo de efectivo suficiente para cubrir sus necesidades de liquidez relacionadas con sus actividades operativas.

La gestión del riesgo de liquidez se lleva a cabo mediante la aplicación sistemática de un conjunto de metodologías, procedimientos e instrumentos coherentes con la complejidad del negocio, permitiendo el control adecuado del riesgo financiero.

La Compañía gestiona el riesgo de liquidez realizando el seguimiento del flujo de efectivo de manera sistemática. Este proceso se lleva a cabo desde una perspectiva presupuestaria, con la proyección de los saldos mensuales en un periodo de doce meses, y de liquidez diaria, con la proyección de los saldos diarios a 180 días.

Las inversiones a corto plazo obedecen a principios establecidos en la política de inversión financiera de la Compañía, con el manejo de hasta el 100% de los recursos en fondos de inversión exclusivos, sin riesgo de mercado, o la inversión directa en certificados de depósito bancario ("CDB") o en operaciones comprometidas referenciadas a la variación del tipo de interés CDI, según los requerimientos de efectivo de la Compañía.

La gestión de las inversiones financieras se realiza con base en un análisis riguroso de las condiciones de crédito bancario, valorando las entidades financieras según criterios de calificación crediticia, exposición a riesgos y patrimonio. La Compañía también persigue la rentabilidad invirtiendo en instrumentos a largo plazo, teniendo en cuenta siempre el requerimiento fundamental de control de la liquidez.

La energía eléctrica vendida por la Compañía proviene fundamentalmente de plantas hidroeléctricas. Un periodo prolongado de escasez de lluvias tendría como efecto la reducción del volumen de agua de las presas, ocasionando el aumento de los gastos con compras de energía debido a la entrada en operación de plantas térmicas, o bien la reducción de los ingresos debido a la caída del consumo como resultado de la implementación de programas amplios de uso racional de la electricidad. La generación térmica aumenta los gastos con compras de energía de los distribuidores, lo que conduce a una mayor necesidad de efectivo y podría resultar en incrementos tarifarios futuros.

Los vencimientos de los pasivos financieros de la Compañía por préstamos, financiaciones y valores negociables (obligaciones) según el tipo de interés, fijo o variable (en su caso), incluyendo los intereses futuros de los vencimientos contractuales, se desglosan a continuación:

	Hasta 1 mes	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 año	De 1 a 5 años	Más de 5 años	Total
Instrumentos financieros a tipo de interés:						
- Variable						
Préstamos, financiaciones y valores negociables (obligaciones)	8.273	68.270	2.657.345	4.611.547	2.353.450	9.698.885
Deuda con la entidad gestora de fondos de pensiones (Forluz)	7.013	21.354	24.527	426.463	469.029	948.386
	15.286	89.624	2.681.872	5.038.010	2.822.479	10.647.271
- Fijo						
Deudas con proveedores	919.689	148.516	-	-	-	1.068.205
	934.975	238.140	2.681.872	5.038.010	2.822.479	11.715.476

Riesgo de crédito

El riesgo de crédito se define como la posibilidad de que un tercero no cumpla con sus obligaciones contractuales, originando con ello pérdidas para la Compañía. Cemig D realiza un seguimiento pormenorizado del riesgo de crédito correspondiente a las cuentas a cobrar por su actividad comercial. El riesgo de crédito se mide y controla por cliente o tercero individual, y se considera muy limitado, dado el corto plazo de cobro a los clientes que no acumulan individualmente importes muy significativos antes de que pueda producirse la suspensión del suministro por impago. Entre los procedimientos adoptados para hacer frente a las insolvencias se incluyen negociaciones para la recuperación de los créditos en mora. Además, el riesgo de crédito es reducido debido al gran número de clientes.

En cuanto al riesgo proveniente de posibles situaciones de insolvencia de las entidades financieras en las que la Compañía mantiene sus depósitos, en 2004 se aprobó una política de inversión financiera que establece criterios de selección de contrapartes.

Cemig D gestiona el riesgo de contraparte de entidades financieras sobre la base de una política interna aprobada por el Comité de Gestión del Riesgo Financiero de la Compañía.

Con base en esta política, además del riesgo de crédito de las entidades financieras, la Compañía realiza el seguimiento, medición y valoración del riesgo de liquidez, el riesgo de mercado de la cartera de inversiones y el riesgo de tesorería.

Las inversiones financieras se destinan a instrumentos financieros de renta fija, siempre referenciados al tipo de interés CDI. La Compañía no realiza operaciones que llevan implícito un riesgo de volatilidad.

Como herramienta de gestión, Cemig D distribuye sus inversiones entre la compra directa de valores (cartera propia) y fondos de inversión. Los fondos de inversión invierten exclusivamente en productos de renta fija. Las sociedades del Grupo CEMIG son las únicas participantes de dichos fondos, que siguen la misma política adoptada para las inversiones en cartera propia.

Los criterios mínimos de selección de contrapartes se centran en tres elementos:

1. Calificación otorgada por tres agencias de calificación de riesgo crediticio.
2. Patrimonio neto mínimo superior a los 400 millones de reales.
3. Índice de Basilea superior al 12%.

Una vez atendidos estos criterios, los bancos se clasifican en tres grupos de acuerdo con el valor de su patrimonio. A partir de esta clasificación, se establecen límites de concentración de la cartera de valores por grupo y entidad:

Grupo	Patrimonio neto	Concentración de la cartera de valores	Límite por banco (% del PN) (1)
A1	Superior a los R\$ 3,5 mil millones	Mínima del 50%	Entre el 6% y el 9%
A2	Entre R\$ 1,0 mil millones y R\$ 3,5 mil millones	Máxima del 20%	Entre el 5% y el 8%
A3	Entre R\$ 400 millones y R\$ 1,0 mil millones	Máxima del 20%	Entre el 5% y el 7%

(1) El porcentaje de la cartera que se destina a cada banco depende de una valoración individual según indicadores tales como la liquidez y la calidad de la cartera crediticia.

Asimismo, CEMIG establece los siguientes límites a la dimensión de las carteras:

1. Ningún banco puede tener más de un 30% de la cartera del Grupo.
2. Ningún banco puede tener más de un 50% de la cartera de una sociedad del Grupo.

Riesgo de aceleración de la deuda

La Compañía tiene contratada con el Banco de Desarrollo de Brasil (BNDES) una financiación que contiene cláusulas contractuales restrictivas (*covenants*), las cuales establecen que la Entidad Garante CEMIG tiene la obligación de mantener un ratio de capitalización, medido en términos de patrimonio neto sobre activos totales, mayor o igual al 30%, así como un ratio de endeudamiento, medido en términos de deuda financiera neta sobre EBITDA, menor o igual a 4 veces.

En caso de incumplimiento de estos ratios financieros, Cemig D tendrá la obligación de constituir en el plazo de treinta (30) días contados desde la fecha de la notificación por escrito cursada al efecto por BNDES, garantías reales que deberán ser aceptadas por BNDES y ser equivalentes al 130,00% del saldo pendiente del contrato, salvo que durante ese periodo se hayan restablecido los ratios anteriormente mencionados. El incumplimiento de la obligación de constituir garantías reales podría dar lugar a la aceleración de la deuda.

b) Gestión del capital

La Compañía realiza el seguimiento del riesgo de capital de acuerdo con el ratio de apalancamiento, que se calcula como la relación entre la deuda financiera neta y los fondos propios, como sigue:

	A 30.06.2015	A 31.12.2014
Pasivo exigible total	12.636.747	11.382.613
(-) Efectivo y equivalentes al efectivo	(436.042)	(313.799)
(-) Fondos vinculados	(32)	(795)
Deuda financiera neta	12.200.673	11.068.019
Total Patrimonio neto	2.690.499	2.482.227
Ratio de apalancamiento (Deuda Financiera Neta sobre Patrimonio Neto)	4,53	4,46

26. VALORACIÓN DE ACTIVOS Y PASIVOS FINANCIEROS A VALOR RAZONABLE

Los activos y pasivos financieros de la Compañía se valoran inicialmente por su valor razonable. Valor razonable es el precio que podría ser recibido al vender un activo o el precio que podría ser pagado al liquidar un pasivo en una transacción habitual entre participantes del mercado en la fecha de valoración. Las valoraciones a valor razonable de los activos y pasivos financieros de la Compañía se clasifican utilizando una jerarquía de valor razonable que refleja la relevancia de las variables utilizadas para llevar a cabo dichas valoraciones. Esta jerarquía consta de tres niveles:

- Nivel 1: Instrumentos financieros cuyo valor razonable se calcula tomando en consideración precios cotizados en mercados activos y líquidos para activos o pasivos idénticos.
- Nivel 2: Instrumentos financieros cuyo valor razonable se ha estimado en base a precios cotizados en mercados organizados para instrumentos similares o mediante la utilización de otras técnicas de valoración en las que todos los *inputs* significativos están basados en datos de mercado observables directa o indirectamente.
- Nivel 3: Instrumentos financieros cuyo valor razonable se ha estimado mediante la utilización de técnicas de valoración en las que algún *input* significativo no está basado en datos de mercado observables.

El valor razonable de mercado de los instrumentos financieros no negociables en mercados organizados se establece empleando técnicas de valoración que incluyen el uso de transacciones libres recientes entre partes interesadas y debidamente informadas, referidas a otros instrumentos sustancialmente iguales, el análisis de flujos de efectivo descontados a los tipos de interés y de cambio de mercado vigentes a la fecha de cierre del periodo y modelos de fijación de precios de opciones.

El detalle del nivel al que pertenecen los instrumentos financieros contabilizados a valor razonable es el siguiente:

	Saldo a 30 de junio de 2015	Valor razonable a 30 de junio de 2015		
		Nivel 1	Nivel 2	Nivel 3
Activos				
Instrumentos financieros de renta fija				
Certificados de Depósito Bancario (CDB)	13.193	-	13.193	-
Letras financieras (banca)	37.364	-	37.364	-
Letras financieras del Tesoro (LFT)	17.908	17.908	-	-
Obligaciones	11.723	-	11.723	-
Otros	1.151	-	1.151	-
	81.339	17.908	63.431	-
Fondos vinculados	32	-	32	-
Activos financieros asociados a las concesiones y relacionados con las infraestructuras de distribución eléctrica	6.531.117	-	-	6.531.117
Total	6.612.488	17.908	63.463	6.531.117

Metodología de cálculo del valor razonable

- Activos financieros asociados a las concesiones y relacionados con las infraestructuras: Estos activos se valoran a valor nuevo de reemplazo (VNR) de acuerdo con los criterios establecidos por la autoridad concedente con base en el valor razonable de los activos en explotación pertenecientes a la concesión y que serán reversibles al final del periodo concesional, así como en el coste medio ponderado de capital (CMPP o WACC), que refleja la tasa de retorno de la compañía concesionaria en relación con las operaciones de la concesión. El VRN y el WACC tienen la consideración de información pública dada a conocer por la autoridad concedente y por Cemig D. El movimiento producido en este epígrafe se describe en la nota 12 anterior.
- Inversiones financieras: El valor razonable de los instrumentos financieros se determina con referencia a los precios cotizados en el mercado o de acuerdo con los modelos de valoración generalmente aceptados, utilizando los precios de transacciones observables del mercado para instrumentos similares. El valor razonable del instrumento se corresponde con su valor al vencimiento descontado a valor actual por la tasa de descuento obtenida en base a los implícitos determinados por la curva de tipos de interés en reales, según las condiciones del mercado.

27. TRANSACCIONES QUE NO IMPLICAN MOVIMIENTO DE EFECTIVO

A 30 de junio de 2015 y 2014, la Compañía realizó transacciones que no implican movimiento de efectivo, las cuales no están reflejadas en los estados de flujos de efectivo. Dichas transacciones son las que se muestran a continuación:

	A 30.06.2015	A 30.06.2014
Cargas financieras capitalizadas	70.160	34.929
Traspos del Inmovilizado intangible al epígrafe "Activos financieros asociados a las concesiones"	423.659	376.237
Ingresos de construcción	443.405	324.149

28. HECHOS POSTERIORES

Cemig D obtiene medida cautelar contra el ajuste del mecanismo brasileño de distribución del riesgo hidrológico

El 4 de agosto de 2015, Cemig D obtuvo una decisión judicial favorable en relación con la demanda presentada por la Asociación Brasileña de Distribuidores de Energía Eléctrica (ABRADEE) contra la Cámara de Comercialización de Energía Eléctrica (CCEE), determinando que mientras no sea dictada sentencia firme, la CCEE no podrá imputar a los afiliados de ABRADEE ninguna carga financiera relacionada con cualquier decisión de la justicia en las que no formen parte, en relación con los efectos del indicador de déficit hidrológico "GSF" ("*Generation Scaling Factor*") sobre los generadores hidroeléctricos, ni tampoco aplicarles ninguna sanción derivada de ello.

ANÁLISIS DE LOS RESULTADOS DEL PERIODO

(Cifras expresadas en miles de reales, salvo cuando se indique lo contrario)

Resultado de los seis primeros meses de 2015

Cemig D obtuvo un beneficio de R\$5.186 en los seis primeros meses de 2015, en comparación con la pérdida de R\$66.895 registrada en el mismo periodo de 2014.

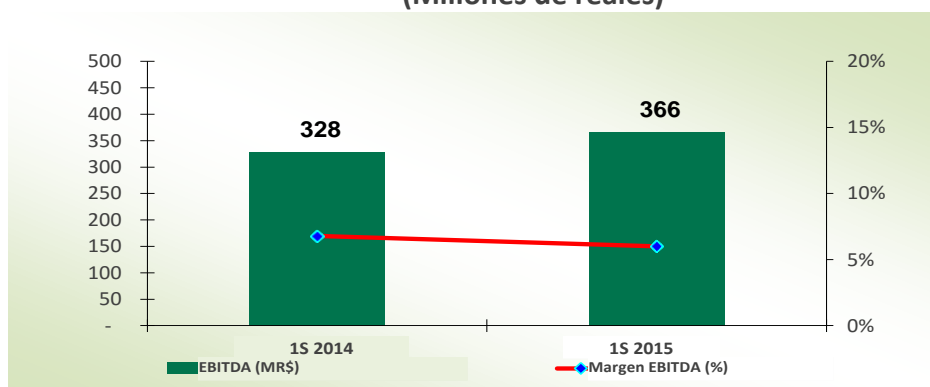
Este resultado se debe principalmente al mejor resultado financiero registrado en el primer semestre de 2015 respecto del mismo periodo del ejercicio anterior: gastos financieros netos por importe de R\$116.462 a 30 de junio de 2015, frente a R\$207.580 a 30 de junio de 2014, como consecuencia del mayor ingreso proveniente de la actualización financiera de la base de activos regulados de distribución eléctrica (conocida como “base de remuneración regulatoria”, o “BRR”). Las principales variaciones en el resultado se detallan en las demás secciones de este informe.

EBITDA

Como se puede observar en la tabla a continuación, el EBITDA de la Compañía creció un 11,55% en los seis primeros meses de 2015 respecto del mismo periodo del ejercicio anterior.

EBITDA (cifras en miles de reales)	1S 2015	1S 2014 (Reclasificado)	Var. (%)
Resultado del periodo	5.186	(66.895)	-
+ Gastos por impuestos (impuestos sobre beneficios y contribución social)	19.967	(22.892)	-
+ Resultado financiero, neto	116.462	207.580	(43,90)
+ Amortizaciones	224.462	210.387	6,69
= EBITDA	366.077	328.180	11,55

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



EBITDA [acrónimo en inglés para beneficio antes de intereses, impuestos y cargos por depreciación o amortización]: El EBITDA es una medida no contable adoptada por la Compañía y conciliada con sus estados financieros intermedios con arreglo a lo dispuesto en el Oficio Circular/CVM/SNC/SEP Nº 01/2007 y en la Instrucción CVM Nº 527, de 4 de octubre de 2012, que establecen que el EBITDA puede definirse 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 es una medida que no forma parte de los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Brasil (PCGA) o de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), y por lo tanto no tiene un significado estandarizado y puede no ser comparable con medidas similares suministradas por otras compañías. El EBITDA no debe considerarse de forma aislada o como una alternativa al beneficio neto como indicador del rendimiento operacional, o como sustituto al flujo de efectivo, tampoco como un indicador de liquidez o de capacidad de pago de la deuda.

El crecimiento del EBITDA entre los periodos comparados se debe principalmente al reconocimiento de los saldos remanentes de la cuenta CVA (costes no controlables) y de otros componentes financieros. El margen de EBITDA se situó en un 6,00% entre enero y septiembre de 2014, frente al margen del 6,79% alcanzado en el mismo periodo del ejercicio anterior.

Ingresos provenientes de las ventas de electricidad (incluye los ingresos por el uso de la red de distribución: consumidores a tarifa regulada)

Los ingresos generados por las ventas de electricidad ascendieron a R\$7.701.644 en los seis primeros meses de 2015, con un incremento del 40,70% respecto de los R\$5.473.840 contabilizados en el mismo periodo de 2014.

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

- Ajuste tarifario anual de la Compañía, con impacto medio del 14,76% en las tarifas eléctricas de los consumidores a partir del 8 de abril de 2014 (efecto integral en los resultados de 2015).
- Revisión tarifaria extraordinaria de la Compañía, con impacto medio del 28,76% en las tarifas eléctricas de los consumidores a partir del 2 de marzo de 2015⁸.
- Ajuste tarifario anual de la Compañía, 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”⁹, por el que se fijaron los importes adicionales a pagar por cada 100 kWh de electricidad consumida, siendo de R\$1,50 el importe de la bandera amarilla y de R\$3,00 el importe de la bandera roja. A partir de marzo de 2015, se aumentó a R\$2,50 el importe de la bandera amarilla y a R\$5,50 el importe de la bandera roja. La bandera roja estuvo en vigor en los seis primeros meses de 2015.
- Reducción del 1,79% en el volumen de energía eléctrica suministrada a consumidores finales.

⁸ 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 de electricidad. 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.

⁹ 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.

El desglose de las ventas de electricidad por grupos de consumo es el siguiente:

Grupos de consumo	MWh		
	1S 2015	1S 2014	Var. (%)
Residencial	4.949.413	5.027.320	(1,55)
Industrial	1.885.574	2.003.123	(5,87)
Comercial, servicios y otros	3.054.671	3.056.427	(0,06)
Rural	1.544.410	1.588.699	(2,79)
Administraciones públicas	441.322	444.934	(0,81)
Alumbrado público	660.596	643.068	2,73
Servicio público	596.686	607.903	(1,85)
Total	13.132.672	13.371.474	(1,79)

Ingresos provenientes del peaje de acceso a la red de distribución (“TUSD”) ¹⁰: consumidores libres

Los ingresos provenientes del derecho de uso de la red de distribución eléctrica de La Compañía aumentaron un 77,20% entre los periodos comparados, ascendiendo a R\$422.470 entre enero y junio de 2015, frente a los R\$422.470 contabilizados en el mismo periodo del ejercicio anterior. El peaje de acceso a la red de distribución eléctrica es abonado por los clientes libres en función de la energía distribuida.

Esta variación se debe al impacto del ajuste tarifario del 8,79% del 8 de abril de 2014, y 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) (véase la nota 21 de la información financiera intermedia a 30 de junio de 2015). 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 12,02% en la cantidad de energía distribuida.

Garantía concesional de suficiencia tarifaria: cuenta “CVA” (costes no controlables) y otros componentes financieros ¹¹

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 incrementos tarifarios futuros de Cemig D. Este reconocimiento representó un ingreso de R\$762.497 a 30 de junio de 2015.

Cabe señalar que de este ingreso se ha deducido el importe de R\$80.671, correspondiente a la diferencia de estimación de los saldos registrados en 2014.

¹⁰ 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.

¹¹ 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.

Para más información, véase la nota 12 de la información financiera intermedia a 30 de junio de 2015.

Ingresos de construcción de infraestructuras de distribución eléctrica

Los ingresos por este concepto ascendieron a R\$443.405 entre enero y junio de 2015, frente a los R\$324.149 contabilizados en el mismo periodo de 2014, lo que supone un aumento del 36,79%. Los ingresos de construcción se compensan en su totalidad con los costes de construcción y se corresponden con las inversiones realizadas por la Compañía en el periodo en la construcción de las infraestructuras que serán utilizadas en la concesión.

Impuestos y cargas sobre los ingresos

Los impuestos y cargas sobre los ingresos se situaron en R\$4.123.195 entre enero y junio de 2015, frente a los R\$1.921.448 contabilizados por este concepto en el mismo periodo de 2014, lo que representa un incremento del 114,59%.

Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)

Los gastos en concepto de aportaciones al fondo sectorial CDE ascendieron a R\$1.145.385 entre enero y junio de 2015, frente a los R\$89.872 contabilizados en el 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 la Compañía se elevó de R\$194 millones a R\$2.598 millones (de conformidad con lo establecido en las Resoluciones Nº 1.857/2015 y Nº 1.863/2015 del regulador ANEEL). Estos gastos se traspasarán a la tarifa eléctrica de la Compañía en concepto de “cargas sectoriales”.

Los gastos por este concepto se incluyen entre los costes no controlables, con lo que las desviaciones producidas entre estos costes estimados y los costes reales efectivamente soportados se compensan en los incrementos tarifarios futuros.

Otros impuestos y cargas sobre los ingresos

Los demás impuestos y cargas con impactos más significativos sobre los ingresos se refieren principalmente 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 (no incluye el resultado financiero)

Los gastos de explotación (excluido el resultado financiero) se situaron en R\$5.963.045 a 30 de junio de 2015, con un aumento del 26,49% respecto de los R\$4.714.384 contabilizados a 30 de junio de 2014. Para más información sobre la composición de los gastos de explotación, véase la nota 22 de la información financiera intermedia a 30 de junio de 2015.

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 R\$3.578.613 entre enero y junio de 2015, un 29,58% más que los R\$2.761.716 contabilizados en el mismo periodo del ejercicio anterior. Este aumento obedece principalmente a los factores siguientes:

- Aumento del 70,10% en los gastos derivados de compras de energía en subastas, los cuales se situaron en R\$2.198.278 entre enero y junio de 2015, frente a los R\$1.292.379 contabilizados en el mismo periodo de 2014, como consecuencia principalmente de los contratos por disponibilidad de energía¹² y los mayores costes de compras de combustible para la generación de electricidad por las centrales térmicas.
- Aumento del 91,44% en los gastos derivados de las compras de la energía producida por la hidroeléctrica Itaipú Binacional (cuyo precio se fija en dólares estadounidenses): R\$770.844 a cierre de junio de 2015, frente a R\$402.654 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 US\$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 R\$3,00, en comparación con R\$2,28 a 30 de junio de 2014, lo que representa una variación del 31,58%.
- Reducción del 48,24% en las compras de corto plazo debido a la menor exposición de la Compañía en el mercado mayorista de energía eléctrica: R\$445.894 entre enero y junio de 2015, frente a R\$861.547 en el mismo periodo de 2014.

Cargos por el uso de la red de transporte eléctrico

Los gastos por este concepto se refieren al peaje de acceso y otros cargos a las infraestructuras de transporte de electricidad en alta tensión integrantes del Sistema

¹² 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.

Interconectado Nacional (SIN), recaudadas de generadores y distribuidores de energía eléctrica. Estos cargos son fijados por el regulador ANEEL por medio de resolución. Los cargos por el uso de la red de transporte ascendieron a R\$399.779 entre enero y junio de 2015, frente a los R\$258.837 contabilizados en el mismo periodo de 2014, lo que supone un aumento del 54,45%. Para más información, véase la nota 22 de la información financiera intermedia a 30 de junio de 2015.

Los gastos por este concepto se incluyen entre los costes no controlables, con lo que las desviaciones producidas entre estos costes estimados y los costes reales efectivamente soportados se compensan en los incrementos tarifarios futuros.

Gastos de personal

Los gastos de personal se situaron en R\$462.450 a 30 de junio de 2015, lo que supone un aumento del 9,55% respecto de los R\$422.119 contabilizados a 30 de junio de 2014. La variación entre los periodos comparados se debe principalmente al incremento salarial del 6,34% concedido en noviembre de 2014 en virtud del Convenio Colectivo de Trabajo, y del 3% a partir de marzo de 2015, como resultado del arbitraje laboral presentado por entidades sindicales.

Provisiones

Los gastos por provisiones se situaron en R\$93.465 a 30 de junio de 2015, frente a los R\$43.752 contabilizados a 30 de junio de 2014, lo que supone un aumento del 113,62%. Cabe destacar la constitución de nuevas provisiones laborales entre los periodos comparados: R\$24.845 en los seis primeros meses de 2015, frente a constituciones por importe de R\$4.856 en el mismo periodo de 2014; además de la constitución de nuevas provisiones por contingencias regulatorias: R\$451 entre enero y junio de 2014, frente a una reversión por importe de R\$19.051 en el mismo periodo del ejercicio anterior. Para más información, véase la nota 19 de la información financiera intermedia a 30 de junio de 2015.

Resultado financiero, neto

Entre enero y junio de 2015 los gastos financieros netos ascendieron a R\$116.462, frente a gastos financieros netos de R\$207.580 en el mismo periodo del ejercicio anterior, lo que supone una disminución del 43,90%. En la comparación entre el resultado financiero de los seis primeros meses de 2015 y 2014 hay que tener en cuenta los factores siguientes:

- Aumento de los ingresos financieros por importe de R\$76.629, como consecuencia del reconocimiento a partir de 2015 de diferencias de cambio y ajustes por inflación sobre los saldos remanentes de la cuenta CVA (costes no controlables) y de otros componentes financieros.
- Reconocimiento de un ingreso proveniente de la actualización financiera de la base de activos regulados de distribución eléctrica (conocida como “base de

remuneración regulatoria”, o “BRR”) por importe de R\$193.673 a cierre de junio de 2015, frente a una reversión por importe de R\$1.327 a cierre de junio de 2014. Esta variación obedece esencialmente a la mayor variación del índice de precios IGP-M entre los periodos comparados: 4,33% a 30 de junio de 2015, frente a una variación del 2,45% a 30 de junio de 2014. Adicionalmente, en junio de 2014 se registró una reversión de la actualización financiera de la BRR de la Compañía por importe de R\$110.398, como consecuencia de la aprobación del importe definitivo de la misma.

- Aumento del 12,76% en los gastos derivados de cargas financieras sobre préstamos y financiaciones: R\$216.225 a cierre de junio de 2015, frente a R\$191.755 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: 5,92% a 30 de junio de 2015, frente a una variación del 4,97% a 30 de junio de 2014.
- Aumento del 40,16% en los gastos derivados de ajustes por inflación sobre préstamos y financiaciones: R\$159.356 a cierre de junio de 2015, frente a R\$113.692 a cierre de junio de 2014. Este resultado obedece esencialmente a la mayor variación del índice de precios IPCA entre los periodos comparados: 6,17% a 30 de junio de 2015, frente a una variación del 3,75% a 30 de junio de 2014.
- Aumento de los gastos por diferencias de cambio sobre préstamos y financiaciones y sobre la energía comprada a la hidroeléctrica Itaipú Binacional: R\$71.444 en los seis primeros meses de 2015, frente a R\$5.247 en el mismo periodo de 2014. Este resultado obedece esencialmente al impacto en los resultados de la Compañía de la mayor variación del dólar estadounidense entre los periodos comparados: 16,81% a 30 de junio de 2015, frente a una variación negativa del 5,98% a 30 de junio de 2014.

Para más información sobre la composición de los ingresos y gastos financieros, véase la nota 23 de la información financiera intermedia a 30 de junio de 2015.

Impuesto sobre beneficios (“IRPJ”) y Contribución social (“CSLL”)¹³

En el primer semestre de 2015, los gastos de la Compañía relacionados con el pago del Impuesto sobre beneficios y la Contribución social ascendieron a R\$19.967, frente a un beneficio antes de impuestos de R\$25.153, lo que representa un tipo impositivo efectivo del 79,38%. En el primer semestre de 2014, la Compañía registró un crédito por este concepto por importe de R\$22.892, frente a una pérdida antes de impuestos de R\$89.787, lo que representa un tipo impositivo efectivo del 25,50%. La conciliación entre el tipo impositivo nominal y el tipo impositivo efectivo se recoge en la nota 8 de la información financiera intermedia a 30 de junio de 2015.

¹³ N.T. En Brasil los beneficios obtenidos por las sociedades comportan una tributación del 34%. El IRPJ (impuesto sobre la renta de personas jurídicas) se grava sobre la renta de las sociedades y demás entidades jurídicas con domicilio social en Brasil así como las filiales, agencias u oficinas de representación en Brasil de empresas domiciliadas en el extranjero. El tipo general es del 15% sobre la base imponible. Cuando los beneficios antes de impuestos sean superiores a los 240.000 reales anuales, se establece una tasa adicional del 10% sobre la fracción superior a ese límite. La CSLL (contribución social sobre el beneficio) se grava sobre el beneficio obtenido de las personas jurídicas y su liquidación es paralela a la del IRPJ. El tipo impositivo es del 9%.

Resultado del segundo trimestre de 2015

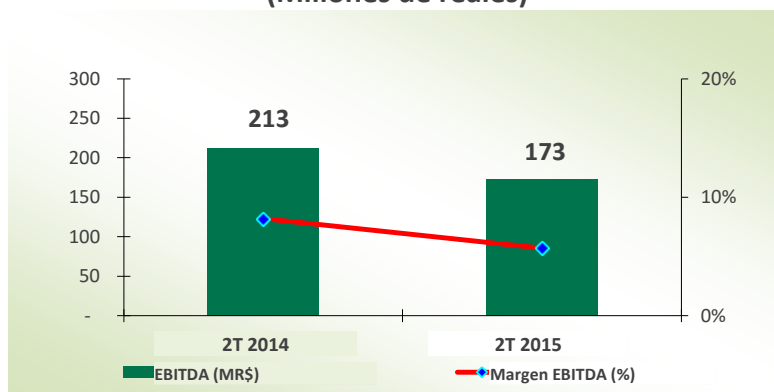
Cemig D registró una pérdida de R\$110 en el segundo trimestre de 2015, en comparación con la pérdida de R\$65.115 registrada en el mismo periodo de 2014. Las principales variaciones en el resultado se detallan en las demás secciones de este informe.

EBITDA

Como se puede observar en la tabla a continuación, el EBITDA de la Compañía disminuyó un 18,53% entre abril y junio de 2015 respecto del mismo periodo del ejercicio anterior.

EBITDA (cifras en miles de reales)	2T 2015	2T 2014 (Reclasificado)	Var. (%)
Resultado del periodo	(110)	(65.115)	99,83
+ Gastos por impuestos (impuestos sobre beneficios y contribución social)	8.632	(29.132)	-
+ Resultado financiero, neto	51.954	200.862	(74,13)
+ Amortizaciones	112.791	106.066	6,34
= EBITDA	173.267	212.681	(18,53)

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



EBITDA [acrónimo en inglés para beneficio antes de intereses, impuestos y cargos por depreciación o amortización]: El EBITDA es una medida no contable adoptada por la Compañía y conciliada con sus estados financieros intermedios con arreglo a lo dispuesto en el Oficio Circular/CVM/SNC/SEP Nº 01/2007 y en la Instrucción CVM Nº 527, de 4 de octubre de 2012, que establecen que el EBITDA puede definirse 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 es una medida que no forma parte de los Principios de Contabilidad Generalmente Aceptados en Brasil (PCGA) o de las Normas Internacionales de Información Financiera (NIIF), y por lo tanto no tiene un significado estandarizado y puede no ser comparable con medidas similares suministradas por otras compañías. El EBITDA no debe considerarse de forma aislada o como una alternativa al beneficio neto como indicador del rendimiento operacional, o como sustituto al flujo de efectivo, tampoco como un indicador de liquidez o de capacidad de pago de la deuda.

La disminución del EBITDA entre los periodos comparados se debe principalmente al incremento del 20,38% en los gastos de explotación (excluyendo los efectos de amortizaciones), parcialmente compensado por el aumento del 17,19% en la cifra de ingresos. En línea con la reducción del EBITDA, el margen de EBITDA se situó en un 5,70% entre abril y junio de 2015, frente al margen del 8,20% alcanzado en el mismo periodo del ejercicio anterior.

Ingresos provenientes de las ventas de electricidad (incluye los ingresos por el uso de la red de distribución: consumidores a tarifa regulada)

Los ingresos generados por las ventas de electricidad ascendieron a R\$4.312.673 en el segundo trimestre de 2015, con un incremento del 48,31% respecto de los R\$2.907.935 contabilizados en el mismo periodo de 2014.

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

- Revisión tarifaria extraordinaria de la Compañía, con impacto medio del 28,76% en las tarifas eléctricas de los consumidores a partir del 2 de marzo de 2015.
- Ajuste tarifario anual de la Compañía, 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”¹⁴, por el que se fijaron los importes adicionales a pagar por cada 100 kWh de electricidad consumida, siendo de R\$1,50 el importe de la bandera amarilla y de R\$3,00 el importe de la bandera roja. A partir de marzo de 2015, se aumentó a R\$2,50 el importe de la bandera amarilla y a R\$5,50 el importe de la bandera roja. La bandera roja estuvo en vigor en los seis primeros meses de 2015.
- Reducción del 4,14% en el volumen de energía eléctrica suministrada a consumidores finales.

El desglose de las ventas de electricidad por grupos de consumo es el siguiente:

Grupos de consumo	MWh		
	2T 2015	2T 2014	Var. (%)
Residencial	2.386.270	2.459.539	(2,98)
Industrial	933.896	1.022.283	(8,65)
Comercial, servicios y otros	1.458.894	1.483.945	(1,69)
Rural	749.687	844.996	(11,28)
Administraciones públicas	223.734	224.262	(0,24)
Alumbrado público	329.545	313.329	5,18
Servicio público	280.302	288.676	(2,90)
Total	6.362.328	6.637.030	(4,14)

Los ingresos provenientes del derecho de uso de la red de distribución eléctrica de la Compañía aumentaron un 140,44% entre los periodos comparados, ascendiendo a R\$522.471 entre abril y junio de 2015, frente a los R\$217.301 contabilizados en el

¹⁴ 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.

mismo periodo del ejercicio anterior. El peaje de acceso a la red de distribución eléctrica es abonado por los clientes libres en función de la energía distribuida.

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) (véase la nota 21 de la información financiera intermedia a 30 de junio de 2015). 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.

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

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 incrementos tarifarios futuros de la Compañía. Este reconocimiento representó un ingreso de R\$212.227 a 30 de junio de 2015.

Para más información, véase la nota 12 de la información financiera intermedia a 30 de junio de 2015.

Ingresos de construcción de infraestructuras

Los ingresos por este concepto ascendieron a R\$240.765 entre abril y junio de 2015, frente a los R\$188.628 contabilizados en el mismo periodo de 2014, lo que supone un aumento del 27,64%. Los ingresos de construcción se compensan en su totalidad con los costes de construcción y se corresponden con las inversiones realizadas por la Compañía en el periodo en la construcción de las infraestructuras que serán utilizadas en la concesión.

Impuestos y cargas sobre los ingresos

Los impuestos y cargas sobre los ingresos se situaron en R\$2.572.020 entre abril y junio de 2015, frente a los R\$1.010.532 contabilizados por este concepto en el mismo periodo de 2014, lo que representa un incremento del 154,52%.

Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)

Los gastos en concepto de aportaciones al fondo sectorial CDE ascendieron a R\$853.667 entre abril y junio de 2015, frente a los R\$52.216 contabilizados en el 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 la Compañía se elevó de R\$194 millones a R\$2.598 millones (de conformidad con lo establecido en las Resoluciones N° 1.857/2015 y N° 1.863/2015 del regulador ANEEL). Estos gastos se traspasarán a la tarifa eléctrica de la Compañía en concepto de “cargas sectoriales”.

Los gastos por este concepto se incluyen entre los costes no controlables, con lo que las desviaciones producidas entre estos costes estimados y los costes reales efectivamente soportados se compensan en los incrementos tarifarios futuros.

Otros impuestos y cargas sobre los ingresos

Los demás impuestos y cargas con impactos más significativos sobre los ingresos se refieren principalmente 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 (no incluye el resultado financiero)

Los gastos de explotación (excluido el resultado financiero) se situaron en R\$2.979.501 a 30 de junio de 2015, con un aumento del 19,78% respecto de los R\$2.487.522 contabilizados a 30 de junio de 2014. Para más información sobre la composición de los gastos de explotación, véase la nota 22 de la información financiera intermedia a 30 de junio de 2015.

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 R\$1.740.689 entre abril y junio de 2015, un 19,07% más que los R\$1.461.936 contabilizados en el mismo periodo del ejercicio anterior. Este aumento obedece principalmente a los factores siguientes:

- Aumento del 54,37% en los gastos derivados de compras de energía en subastas, los cuales se situaron en R\$1.039.635 entre abril y junio de 2015, frente a los R\$673.451 contabilizados en el mismo periodo de 2014, como consecuencia principalmente de los contratos por disponibilidad de energía 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): R\$401.174 a cierre de junio de 2015, frente a R\$198.014 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 US\$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 R\$3,08, en comparación con R\$2,21 a 30 de junio de 2014, lo que representa una variación del 39,37%.
- Reducción del 59,42% en las compras de corto plazo debido a la menor exposición de la Compañía en el mercado mayorista de energía eléctrica: R\$201.276 entre abril y junio de 2015, frente a R\$495.937 en el mismo periodo de 2014.

Cargos por el uso de la red de transporte eléctrico

Los gastos por este concepto se refieren al peaje de acceso y otros cargos a las infraestructuras de transporte de electricidad en alta tensión integrantes del Sistema Interconectado Nacional (SIN), recaudadas de generadores y distribuidores de energía eléctrica. Estos cargos son fijados por el regulador ANEEL por medio de resolución. Los cargos por el uso de la red de transporte ascendieron a R\$204.572 entre abril y junio de 2015, frente a los R\$124.951 contabilizados en el mismo periodo de 2014, lo que supone un aumento del 63,72%. Para más información, véase la nota 22 de la información financiera intermedia a 30 de junio de 2015.

Los gastos por este concepto se incluyen entre los costes no controlables, con lo que las desviaciones producidas entre estos costes estimados y los costes reales efectivamente soportados se compensan en los incrementos tarifarios futuros.

Gastos de personal

Los gastos de personal se situaron en R\$234.190 a 30 de junio de 2015, lo que supone un aumento del 7,44% respecto de los R\$217.968 contabilizados a 30 de junio de 2014. La variación entre los periodos comparados se debe principalmente al incremento salarial del 6,34% concedido en noviembre de 2014 en virtud del Convenio Colectivo de Trabajo, y del 3% a partir de marzo de 2015, como resultado del arbitraje laboral presentado por entidades sindicales.

Provisiones

Los gastos por provisiones se situaron en R\$53.312 a 30 de junio de 2015, frente a los R\$30.946 contabilizados a 30 de junio de 2014, lo que supone un aumento del 72,27%. Cabe destacar la constitución de nuevas provisiones laborales entre los periodos comparados: R\$15.409 en los seis primeros meses de 2015, frente a constituciones por importe de R\$6.631 en el mismo periodo de 2014. Para más información, véase la nota 19 de la información financiera intermedia a 30 de junio de 2015.

Resultado financiero, neto

Entre abril y junio de 2015 los gastos financieros netos ascendieron a R\$51.954, frente a gastos financieros netos de R\$200.862 en el mismo periodo del ejercicio anterior, lo que supone una reducción del 74,13%. Esta variación se debe principalmente el 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”): R\$102.120 a cierre de junio de 2015, frente a una reversión por importe de R\$113.920 a cierre de junio de 2014. Esta variación obedece esencialmente a la mayor variación del índice de precios IGP-M entre los periodos comparados: 2,26% a 30 de junio de 2015, frente a una variación negativa del 0,10% a 30 de junio de 2014. Adicionalmente, en junio de 2014 se registró una reversión de la actualización financiera de la BRR de la Compañía por importe de R\$110.398, como consecuencia de la aprobación del importe definitivo de la misma.

Para más información sobre la composición de los ingresos y gastos financieros, véase la nota 23 de la información financiera intermedia a 30 de junio de 2015.

Impuesto sobre beneficios (“IRPJ”) y Contribución social (“CSLL”)

En el segundo trimestre de 2015, los gastos de la Compañía relacionados con el pago del Impuesto sobre beneficios y la Contribución social ascendieron a R\$8.632, frente a un beneficio antes de impuestos de R\$8.522, lo que representa un tipo impositivo efectivo del 101,30%. En el segundo trimestre de 2014, la Compañía registró un crédito por este concepto por importe de R\$29.132, frente a una pérdida antes de impuestos de R\$94.247, lo que representa un tipo impositivo efectivo del 30,91%. La conciliación entre el tipo impositivo nominal y el tipo impositivo efectivo se recoge en la nota 8 de la información financiera intermedia a 30 de junio de 2015.

INFORME DE REVISIÓN LIMITADA SOBRE ESTADOS FINANCIEROS INTERMEDIOS RESUMIDOS

A los Accionistas, Consejeros y Administradores de
CEMIG DISTRIBUIÇÃO, S.A.

Introducción

Hemos realizado una revisión limitada de los estados financieros intermedios resumidos adjuntos (en adelante, los “estados financieros intermedios”) de CEMIG DISTRIBUIÇÃO, S.A. (en adelante, la “Compañía”), que comprenden el balance de situación a 30 de junio de 2015, la cuenta de pérdidas y ganancias y el estado de ingresos y gastos reconocidos correspondientes a los periodos de tres y seis meses terminados en dicha fecha, el estado de cambios en el patrimonio neto y el estado de flujos de efectivo correspondientes al periodo de seis meses terminado en dicha fecha, así como las notas explicativas resumidas.

Es responsabilidad de los Administradores de la Compañía la elaboración de dichos estados financieros intermedios de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34: “Información financiera intermedia”, emitida por el Consejo de Normas Internacionales de Contabilidad (“IASB”), así como en el Pronunciamiento Técnico CPC 21 (R1): “Estados financieros intermedios” y en las normas específicas de la Comisión del Mercado de Valores de Brasil (“CVM”) para la elaboración de información financiera intermedia. Nuestra responsabilidad es expresar una conclusión sobre estos estados financieros intermedios basada en nuestra revisión limitada.

Alcance de la revisión

Nuestra revisión se ha realizado de acuerdo con la Norma Internacional de Trabajos de Revisión (NITR) 2410: “Revisión de Información Financiera Intermedia realizada por el Auditor Independiente de la Entidad” y la norma brasileña correspondiente (NBC TR 2410). Una revisión limitada de estados financieros intermedios consiste en la formulación de preguntas, principalmente al personal responsable de los asuntos financieros y contables, y en la aplicación de ciertos procedimientos analíticos y otros procedimientos de revisión. El alcance de una revisión limitada es sustancialmente menor que el de una auditoría y, por consiguiente, no permite asegurar que todos los asuntos significativos que podrían ser identificados en una auditoría lleguen a nuestro conocimiento. Por tanto, no expresamos una opinión de auditoría sobre los estados financieros intermedios adjuntos.

Conclusión

Como resultado de nuestra revisión limitada, que en ningún momento puede ser entendida como una auditoría de cuentas, no ha llegado a nuestro conocimiento ningún asunto que nos haga concluir que los estados financieros intermedios adjuntos del periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2015 no han sido preparados, en todos sus aspectos significativos, de acuerdo con los requerimientos establecidos en la Norma Internacional de Contabilidad (NIC) 34: “Información financiera intermedia”, así como en el Pronunciamiento Técnico CPC 21 (R1) y en las normas específicas de CVM para la preparación de estados financieros intermedios.

Párrafo de énfasis

Continuidad de las operaciones de la Compañía

Tal y como se indica en la nota 1 de las notas explicativas adjuntas, la Compañía es titular de concesiones de distribución de energía eléctrica en las regiones norte, sur, este y oeste del Estado de Minas Gerais, las cuales expirarán en febrero de 2016. El 15 de octubre de 2012, la Compañía formalizó ante el regulador Agencia Nacional de Energía Eléctrica ("ANEEL") su interés en que fueran prorrogados los contratos de concesión de distribución de energía eléctrica mencionados anteriormente. El 17 de enero de 2014, ANEEL remitió a la Compañía un oficio circular por el que comunicó que se encuentra analizando la solicitud de extensión de las concesiones, y que corresponde a la autoridad concedente la decisión final sobre la aprobación de dicha solicitud. El 2 de junio de 2015, se emitió el Decreto N.º 8.461, que regula la extensión de las concesiones de distribución de electricidad que son objeto de la Ley N.º 12.783/2013. Posteriormente, el 10 de junio de 2015 ANEEL publicó la Audiencia Pública N.º 038/2015 con el fin de obtener elementos para mejorar el modelo de adenda a los contratos de concesión, de cara a prorrogar las concesiones de distribución de electricidad con base en el referido Decreto N.º 8.461/2015. El plazo límite para las contribuciones a esta audiencia finalizó el 13 de julio de 2015. Hasta la fecha de aprobación de estos estados financieros intermedios, los términos de la prórroga siguen bajo análisis de ANEEL. La extensión de los contratos de concesión depende de la decisión final de la autoridad concedente. Los estados financieros intermedios de la Compañía se han preparado teniendo en cuenta el supuesto de continuidad de las operaciones, e incluyen la realización de activos y el pago de obligaciones y compromisos durante el curso normal de las actividades. Nuestra conclusión no incluye salvedad alguna en relación con esta cuestión.

Otras cuestiones

Estado de valor añadido (EVA)

También hemos revisado el estado de valor añadido (EVA) correspondiente al periodo de seis meses terminado el 30 de junio de 2015, cuya formulación es responsabilidad de los Administradores de la Compañía. La presentación del estado de valor añadido es requerida de acuerdo con las normas específicas de CVM para la preparación de estados financieros de periodos intermedios, aunque queda fuera del alcance de las Normas Internacionales de Información Financiera ("NIIF"). Hemos aplicado a dicho estado financiero intermedio los mismos procedimientos de revisión limitada mencionados anteriormente y, como resultado de nuestra revisión, no ha llegado a nuestro conocimiento ningún asunto que nos haga concluir que no ha sido preparado, en todos sus aspectos significativos, de conformidad con los estados financieros intermedios tomados en su conjunto.

En Belo Horizonte, a 14 de agosto de 2015.

DELOITTE TOUCHE TOHMATSU
Auditores Independientes
CRC-2SP 011.609/O-8 F/MG

Leonardo Fonseca de Freitas Maia
Contador Público
CRC-1MG 079.276/O-7

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.