

# INFORME DE RESULTADOS

## CEMIG ANUNCIA UN EBITDA DE 3.492 MILLONES DE REALES EN 2017

### HECHOS SIGNIFICATIVOS DEL EJERCICIO 2017:

- La adhesión de la Compañía a un plan gubernamental de regularización de deudas fiscales supone un gasto de 595 millones de reales y tiene un impacto negativo en el resultado del ejercicio.
- Se efectúa una reversión por importe de 619 millones de reales en la provisión dotada para cubrir los gastos derivados de primas de seguro de vida.
- La provisión dotada para pérdidas derivadas de inversiones se sitúa en 347 millones de reales.
- El resultado de las participaciones por puesta en equivalencia arroja un saldo negativo de 252 millones de reales.

Magnitudes operativas (GWh)	2017	2016	Var. (%)
Ventas de electricidad (no incluye las ventas en el mercado eléctrico de corto plazo, "CCEE")	55.277	55.592	(0,57)
Magnitudes financieras (Millones de Reales brasileños)	2017	2016	Var. (%)
Ventas en el mercado eléctrico de corto plazo, "CCEE"	860	161	434,16
Deuda neta	12.279	13.139	(6,54)
Ingresos brutos	32.862	29.269	12,28
Ingresos netos	21.712	18.773	15,66
EBITDA (bajo NIIF)	3.492	2.638	32,37
Beneficio neto	1.001	334	199,70
Beneficio por acción preferente	0,84	0,35	140,00
Beneficio por acción ordinaria	0,37	0,10	270,00
Margen EBITDA	16,08%	14,05%	2,03p.p.

## TELECONFERENCIA

### PRESENTACIÓN DE RESULTADOS EJERCICIO 2017

**Retransmisión en Directo por Internet y Teleconferencia**  
**Martes, 3 de abril de 2018 a las 14:00 horas (Hora de Brasilia)**

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

**+ 55 (11) 2188-0155 (1ª opción) o**

**+ 55 (11) 2188-0188 (2ª opción)**

**Clave de acceso: CEMIG**

<p><b>PlayBack Retransmisión en Directo por Internet:</b> Sitio web: <a href="http://ri.cemig.com.br">http://ri.cemig.com.br</a> Pulse sobre el <i>banner</i> para descargar Disponible en diferido durante 90 días</p>	<p><b>Playback Teleconferencia:</b> Teléfono: (+ 55 11) 2188-0400 Clave de acceso para los participantes: CEMIG Portugués (Disponible en diferido del 3 al 18 de abril de 2018)</p>
---	---

## Contacto para el inversor

### Departamento de Relaciones con Inversores

Sitio web: <http://ri.cemig.com.br/>

Correo electrónico: [ri@cemig.com.br](mailto:ri@cemig.com.br)

Teléfono: + 55 31 3506-5024

Fax: + 55 31 3506-5025

### Equipo ejecutivo de Relaciones con Inversores

- **Director de Finanzas y Relaciones con Inversores (CFO)**  
Maurício Fernandes Leonardo Júnior
- **Jefe de Relaciones con Inversores**  
Antonio Carlos Vélez Braga
- **Gerente de Mercado Inversor**  
Robson Laranjo

## SUMARIO

EXONERACIÓN DE RESPONSABILIDAD.....	4
COMPORTAMIENTO DE LAS ACCIONES DE LA COMPAÑÍA .....	5
CALIFICACIONES A LARGO PLAZO DE LA COMPAÑÍA.....	6
NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA .....	7
CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS .....	7
MERCADO ELÉCTRICO CONSOLIDADO.....	8
MERCADO ELÉCTRICO DE CEMIG D .....	10
MERCADO ELÉCTRICO DE CEMIG GT.....	12
INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO: DEC/FEC .....	13
INGRESOS DE EXPLOTACIÓN CONSOLIDADOS .....	15
IMPUESTOS Y CARGAS SOBRE LOS INGRESOS .....	25
GASTOS DE EXPLOTACIÓN .....	26
RESULTADO DE ENTIDADES VALORADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN ...	31
INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS.....	32
EBITDA. ....	35
ENDEUDAMIENTO .....	36
COMPROMISOS FINANCIEROS (COVENANTS): EURO BONOS .....	37
PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: 2017 .....	38
INFORMACIÓN FINANCIERA POR SEGMENTOS DE EXPLOTACIÓN .....	39
ANEXOS .....	40
PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA.....	40
INGRESOS REGULADOS DE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD (“RAP”): CICLO 2017-2018.....	41
TABLAS CEMIG DISTRIBUIÇÃO, S.A. (CEMIG D).....	42
TABLAS CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO, S.A. (CEMIG GT).....	43
TABLAS COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG CONSOLIDADO .....	44

## EXONERACIÓN DE RESPONSABILIDAD

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

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

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

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

## COMPORTAMIENTO DE LAS ACCIONES DE LA COMPAÑÍA

Acción / Índice bursátil	Símbolo bursátil	Divisa	A cierre de 2017	A cierre de 2016	Variación en el periodo (%)
Cemig PN	CMIG4	R\$	6,87	7,28	-5,58%
Cemig ON	CMIG3	R\$	6,41	7,70	-16,73%
ADR PN	CIG	US\$	2,06	2,22	-7,15%
ADR ON	CIG.C	US\$	1,85	2,53	-26,84%
Ibovespa	Ibovespa	-	76.402	60.227	26,86%
IEEX	IEEX	-	39.732	36.108	10,04%

Fuente: *Económica*.

En 2017, el volumen de negociación de la acción preferente (CMIG4) de Cemig alcanzó los 17.020 millones de reales, el equivalente a una media diaria de 69,17 millones de reales. Si se tienen en cuenta las acciones ordinarias y preferentes de la Compañía, en 2017 la acción de Cemig se situó como la segunda más líquida entre las eléctricas brasileñas y una de las más negociadas en el mercado de capitales de Brasil.

En la bolsa de Nueva York, el volumen negociado de la ADR preferente (CIG) de la Compañía alcanzó la cifra de 2.960 millones de dólares en 2017, lo que pone de manifiesto el reconocimiento del mercado inversor y sitúa a Cemig como una opción de inversión a nivel mundial.

El Ibovespa, principal índice bursátil brasileño, cerró el año acumulando un alza del 26,9% hasta alcanzar los 76.402 puntos. La acción preferente de Cemig cayó un 5,6% respecto al Ibovespa, que se revalorizó un 26,9%, y al IEEX, principal índice eléctrico brasileño, que subió un 10,0%. Por su parte, la acción ordinaria de la Compañía bajó un 16,7%, mientras que el ADR preferente (CIG) negociado en la bolsa de Nueva York experimentó una caída del 7,1%.

## CALIFICACIONES A LARGO PLAZO DE LA COMPAÑÍA

Las calificaciones y perspectivas de calificación a largo plazo asignadas a la Compañía y a sus filiales Cemig Distribuição, S.A. y Cemig Geração e Transmissão, S.A. por las principales agencias calificadoras de riesgo se muestran en la tabla a continuación:

### Calificaciones en escala nacional de Brasil:

Agencia calificadora de riesgo	Cemig		Cemig Distribuição, S.A.		Cemig Geração e Transmissão, S.A.	
	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva
Fitch	BB-(bra)	Negativa	BB-(bra)	Negativa	BB-(bra)	Negativa
S&P	br BBB-	Estable	brBBB-	Estable	brBBB-	Estable
Moody's	B2.br	Estable	B2.br	Estable	B2.br	Estable

### Calificaciones en escala global:

Agencia calificadora de riesgo	Cemig		Cemig Distribuição, S.A.		Cemig Geração e Transmissão, S.A.	
	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva
Fitch	B-	Negativa	B-	Negativa	B-	Negativa
S&P	B	Estable	B	Estable	B	Estable
Moody's	B3	Estable	B3	Estable	B3	Estable

### Classificación Eurobonos:

Agencia calificadora de riesgo	Cemig		Cemig Distribuição, S.A.		Cemig Geração e Transmissão, S.A.	
	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva	Calificación	Perspectiva
Fitch	B	Negativa	BB-	Negativa	B	Negativa
S&P	B	Estable	B	Estable	B	Estable

## NORMAS INTERNACIONALES DE INFORMACIÓN FINANCIERA

Los resultados del ejercicio se presentan según las nuevas normas de contabilidad, dentro del proceso de armonización de las normas brasileñas con las normas internacionales de información financiera (“IFRS” o “NIIF”, por sus siglas en español).

### CUENTAS DE PÉRDIDAS Y GANANCIAS

#### CORRESPONDIENTES A LOS EJERCICIOS ANUALES TERMINADOS EL 31 DE DICIEMBRE DE 2017 Y 2016

(Miles de Reales brasileños)

CONSOLIDADO	2017	2016	Var. (%)
<b>IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS</b>	<b>21.711.690</b>	<b>18.772.656</b>	<b>15,66</b>
<b>GASTOS DE EXPLOTACIÓN</b>			
Gastos de personal	(1.627.026)	(1.643.253)	(0,99)
Participación en beneficios (empleados y administradores)	(4.640)	(7.327)	(36,67)
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	228.660	(344.559)	-
Materiales	(60.556)	(57.915)	4,56
Materias primas e insumos para la producción de energía eléctrica	(10.371)	(40)	25.827,50
Servicios exteriores	(973.957)	(867.370)	12,29
Compras de energía eléctrica	(10.919.476)	(8.272.911)	31,99
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(849.768)	(834.291)	1,86
Provisiones	(853.668)	(703.979)	21,26
Cargos por el uso de la red de transporte eléctrico	(1.173.923)	(947.479)	23,90
Compras de gas	(1.070.623)	(877.118)	22,06
Costos de construcción de infraestructuras	(1.118.749)	(1.193.140)	(6,23)
Otros gastos de explotación, netos	(382.946)	(153.621)	149,28
<b>TOTAL GASTOS DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>(18.817.043)</b>	<b>(15.903.003)</b>	<b>18,32</b>
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(252.240)	(301.844)	(16,43)
Ajustes por deterioro de valor de inversión en participada	-	(762.691)	-
<b>Resultado de explotación antes del resultado financiero e impuestos</b>	<b>2.642.407</b>	<b>1.805.118</b>	<b>46,38</b>
Ingresos financieros	803.713	1.041.304	(22,82)
Gastos financieros	(1.800.264)	(2.478.495)	(27,36)
<b>Resultado antes de impuestos</b>	<b>1.645.856</b>	<b>367.927</b>	<b>347,33</b>
Impuestos (IRPJ y CSLL) corrientes y diferidos	(644.260)	(33.173)	1.842,12
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO</b>	<b>1.001.596</b>	<b>334.754</b>	<b>199,20</b>

## MERCADO ELÉCTRICO CONSOLIDADO

El Grupo Cemig comercializa energía eléctrica a través de las filiales Cemig Distribuição, S.A. (“Cemig D”) y Cemig Geração e Transmissão, S.A. (“Cemig GT”), además de las filiales generadoras Horizontes Energia, S.A., Sá Carvalho, S.A., UTE Barreiro, S.A., Cemig PCH, S.A., Rosal Energia, S.A., Cemig Geração Camargos, S.A., Cemig Geração Itutinga, S.A., Cemig Geração Salto Grande, S.A., Cemig Geração Três Marias, S.A., Cemig Geração Leste, S.A., Cemig Geração Oeste S.A. y Cemig Geração Sul, S.A.

El mercado eléctrico consolidado comprende las ventas de electricidad a:

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

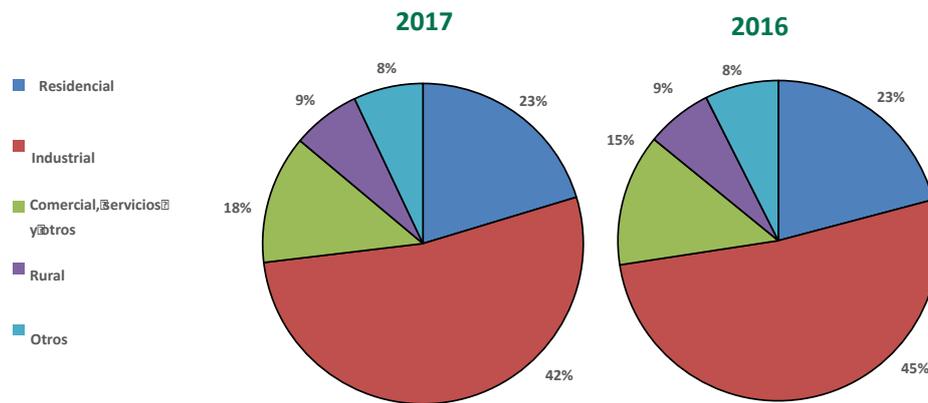
En 2017, las ventas totales de electricidad del Grupo Cemig sumaron 55.276.770 MWh, lo que representa un descenso del 0,6% en respecto a 2016.

Las ventas a consumidores finales y el consumo propio totalizaron 42.499.365 MWh, lo que supone una reducción del 1,4% con respecto al año anterior.

Las ventas a otros agentes del sector eléctrico –distribuidores y comercializadores, generadores y productores independientes de energía– totalizaron 12.777.405 MWh, lo que supone un crecimiento del 2,2% con respecto a 2016.

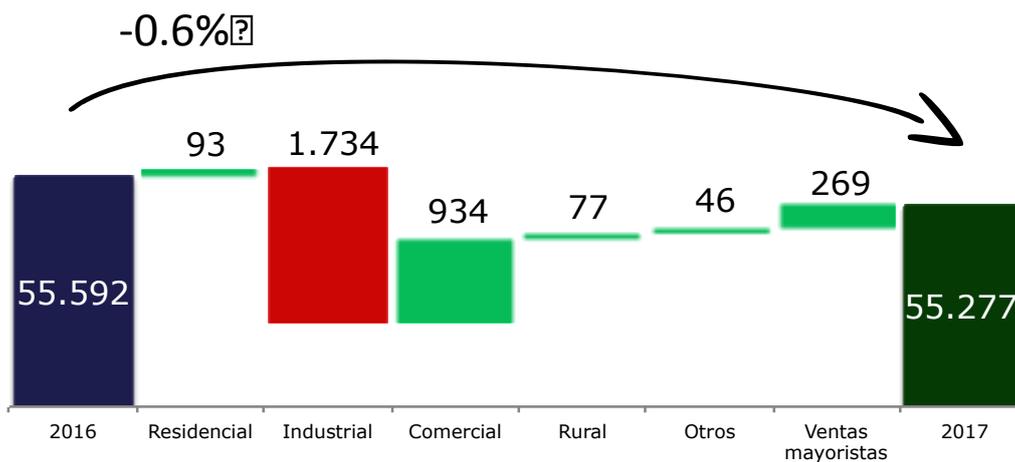
El número de consumidores (puntos de suministro) facturados por el Grupo Cemig ascendió a 8.347.483 usuarios a 31 de diciembre de 2017, un 1,1% más que el registrado a 31 de diciembre de 2016. De este total, 8.347.100 son consumidores finales y de consumo propio, y 383 son otros agentes del sector eléctrico brasileño.

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



### Evolución del consumo total de electricidad (GWh)

#### Volumen de ventas de energía eléctrica (GWh)



Consolidado	MWh		Var. (%)	Precio medio de venta 2017 (R\$)	Precio medio de venta 2016 (R\$)
	2017	2016			
Residencial	10.008.423	9.915.807	0,93	783,53	788,56
Industrial	17.760.807	19.494.391	(8,89)	276,27	276,78
Comercial, servicios y otros	7.507.310	6.572.980	14,21	578,36	663,16
Rural	3.651.472	3.574.724	2,15	446,09	409,39
Administraciones públicas	865.803	885.748	(2,25)	614,18	614,80
Alumbrado público	1.366.938	1.350.405	1,22	392,69	391,27
Servicio público	1.301.135	1.252.043	3,92	453,03	436,70
<b>Subtotal</b>	<b>42.461.888</b>	<b>43.046.098</b>	<b>(1,36)</b>	<b>479,90</b>	<b>479,88</b>
Consumo propio	37.477	37.140	0,91	-	-
Ventas mayoristas a otros agentes en los mercados liberalizado y regulado (*)	12.777.405	12.508.453	2,15	135,20	216,90
<b>Total</b>	<b>55.276.770</b>	<b>55.591.691</b>	<b>(0,57)</b>	<b>428,78</b>	<b>421,46</b>

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

## MERCADO ELÉCTRICO DE CEMIG D

La energía facturada a los consumidores a tarifa regulada y la energía transportada hacia los clientes libres y otros distribuidores con acceso a la red de distribución eléctrica de Cemig D sumaron 42.829.164 MWh en 2017, lo que supone una disminución del 1,1% con respecto a 2016.

Este resultado obedece a la combinación a la reducción del 3,2% en el consumo de los consumidores regulados, combinado con el incremento del 2,1% en la energía transportada por la red de distribución eléctrica de Cemig D.

A 31 de diciembre de 2017, el número de consumidores (puntos de suministro, excluido el consumo propio) facturados ascendió a 8.346.147 usuarios, un 1,05% más que el registrado a 31 de diciembre de 2016.

Cemig D	Número de consumidores		Var. (%)
	2017	2016	
Residencial	6.765.201	6.691.673	1,10
Industrial	73.833	74.535	(0,94)
Comercial, servicios y otros	717.988	716.602	0,19
Rural	705.541	694.026	1,66
Administraciones públicas	63.477	63.483	(0,01)
Alumbrado público	6.137	5.667	8,29
Servicio público	12.976	12.548	3,41
<b>Total</b>	<b>8.345.153</b>	<b>8.258.534</b>	<b>1,05</b>
<b>Energía transportada por la red de distribución eléctrica</b>			
Industrial	531	443	19,86
Comercial	456	264	72,73
Rural	4	-	-
Otros distribuidores	3	3	-
	<b>8.346.147</b>	<b>8.259.244</b>	<b>1,05</b>

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

#### Grupo residencial o doméstico:

El consumo de los hogares totalizó 10.008.423 MWh en 2017, un 0,9% más que en 2016. El consumo medio mensual por hogar se situó en 123,8 kWh/mes, lo que representa una reducción del 0,6% con respecto a 2016 (124,6 kWh/mes).

#### Grupo industrial:

El consumo de los clientes industriales a tarifa regulada totalizó 2.610.534 MWh en 2017, un 18,29% menos que en 2016. Por su parte, la energía transportada hacia los clientes industriales libres totalizó 16.417.047 MWh.

#### Grupo comercial:

El consumo de los clientes comerciales a tarifa regulada totalizó 5.252.799 MWh en 2017, un 8,03% menos que en 2016. Este resultado se debe principalmente a condiciones económicas desfavorables, caracterizadas por la reducción de la renta disponible de los hogares y la ralentización de la actividad de otros sectores públicos y privados. El aumento del consumo entre los clientes comerciales del mercado liberalizado se debe a la conexión de 191 nuevos puntos de suministro.

## MERCADO ELÉCTRICO DE CEMIG GT

Las ventas de electricidad de Cemig GT sumaron 29.553.715 MWh en 2017, lo que supone un incremento del 2,2% con respecto a 2016.

A 31 de diciembre de 2017, el número de clientes facturados ascendió a 1.243 usuarios, un 19,5% más que el registrado a 31 de diciembre de 2016. De este número, 1.176 son clientes industriales, comerciales y rurales, 47 son distribuidores y 20 pertenecen al segmento de comercializadores, generadores e productores independientes de energía.

El consumo de los clientes libres de los grupos industrial, comercial y rural totalizó 15.807.993 MWh en 2017, el equivalente a un 55,2% del volumen de ventas de electricidad de Cemig GT, lo que representa una disminución del 3,2% con respecto al año anterior.

Esta reducción se debe principalmente a la reducción del 12,4% en el consumo de los clientes industriales, como consecuencia de los siguientes factores:

- Terminación de contratos de suministro por parte de algunos clientes industriales de Cemig GT y celebración de nuevos contratos con otras entidades del Grupo Cemig.
- Disminución del consumo de los clientes industriales debido a la coyuntura económica brasileña y también internacional.

Entre diciembre de 2016 y diciembre de 2017, se incorporaron a la cartera de clientes de Cemig GT 50 nuevos clientes industriales, 1 nuevo cliente rural y 166 nuevos clientes comerciales. Particularmente en este último grupo, el aumento del consumo entre los periodos comparados fue del 167,5%.

Las ventas de Cemig GT a otros agentes del sector eléctrico en el mercado liberalizado alcanzaron los 10.350.371 MWh en 2017, lo que representa un incremento del 3,0% con

respecto al año anterior. Las ventas en este segmento se derivan de la concreción de oportunidades comerciales que originan la celebración de contratos de venta a corto plazo.

Las ventas de Cemig GT a otros agentes del sector eléctrico en el mercado liberalizado – incluyendo Cemig D– totalizaron 2.490.635 MWh en 2017, lo que representa una disminución del 2,6% con respecto a 2016, como consecuencia de la terminación de algunos contratos de suministro a compañías distribuidoras.

Cemig GT	(MWh)		Var. (%)
	2017	2016	
Cientes liberalizados	15.807.993	16.327.277	(3,18)
<i>Industriales</i>	13.577.928	15.494.833	(12,37)
<i>Comerciales</i>	2.226.405	832.443	167,45
<i>Rurales</i>	3.660	-	-
Mercado eléctrico liberalizado	10.350.371	10.044.817	3,04
Mercado eléctrico regulado	2.362.008	2.425.227	(2,61)
Mercado eléctrico regulado: Cemig D	128.627	131.192	(1,96)
<b>Total</b>	<b>28.648.999</b>	<b>28.928.513</b>	<b>(0,97)</b>
Entidades con cometido especial de Cemig GT			
<i>Cientes liberalizados</i>	904.716	-	-
<b>Total</b>	<b>29.553.715</b>	<b>28.928.513</b>	<b>(2,20)</b>

## INDICADORES DE CALIDAD DEL SERVICIO ELÉCTRICO: DEC/FEC

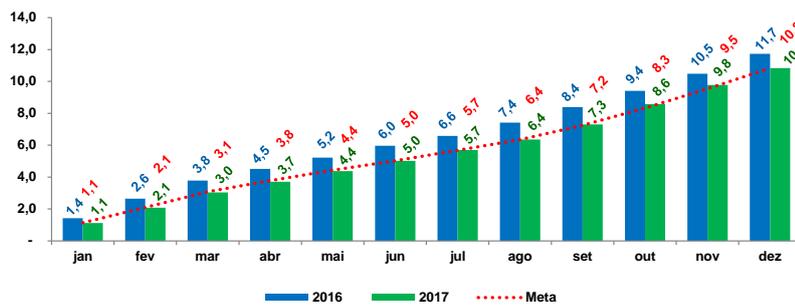
Cemig desarrolla acciones e iniciativas dirigidas a mejorar la gestión operativa, la organización de la logística de los servicios de atención a emergencias y la realización permanente de inspecciones y labores de mantenimiento preventivo de subestaciones, líneas y redes de distribución eléctrica. La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

Las gráficas que se presentan a continuación muestran la evolución de los indicadores de calidad del suministro eléctrico (número de interrupciones y su duración) de Cemig desde enero de 2016.

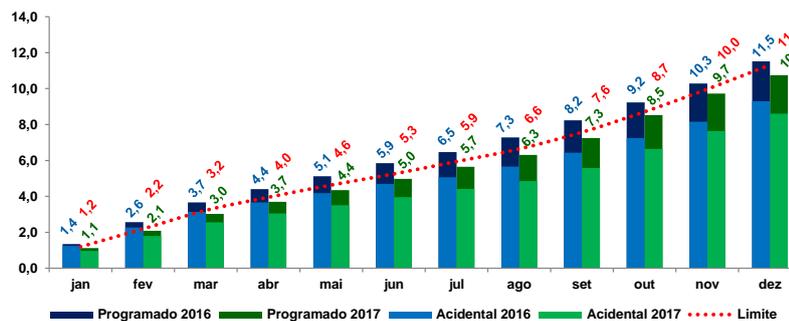
El primer indicador (“DEC”) contabiliza tiempo total acumulado en horas (duración) de interrupciones del servicio eléctrico durante un periodo de tiempo, mientras que el segundo (“FEC”) representa el número acumulado (frecuencia) de interrupciones del servicio eléctrico durante un periodo de tiempo.

**N.T.** Los indicadores DEC y FEC **internos** no incluyen en su cálculo aquellas interrupciones que se producen a consecuencia de fallas en el sistema eléctrico de las transportistas o de otro agente, sino reflejan exclusivamente las interrupciones en la red de distribución eléctrica de la Compañía.

**DEC Total - Duração Equivalente de Interrupções por Consumidor (horas/consumidor mensal)**

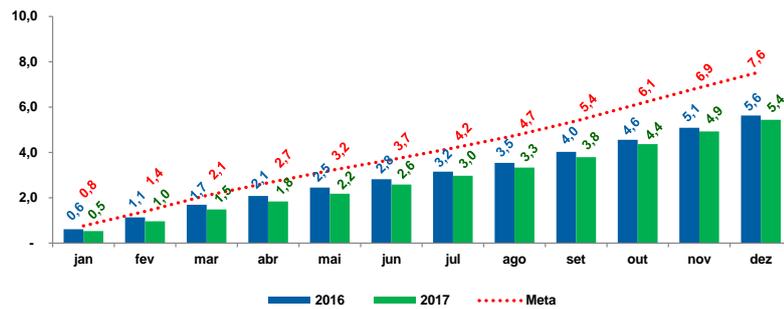


**DEC Interno - Duração Equivalente de Interrupções por Consumidor (horas/consumidor mensal)**

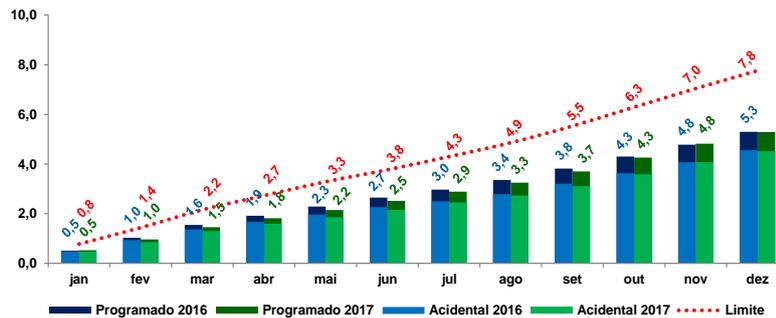


Fonte: OP/AC / Sistema Gerint

FEC Total - Freqüência Equivalente Interrupções por Consumidor (nº interrupções/consumidores mensal)



FEC Interno - Freqüência Equivalente Interrupções por Consumidor (nº interrupções/consumidores mensal)



Fonte: OP/AC / Sistema Gerint

## INGRESOS DE EXPLOTACIÓN CONSOLIDADOS

### Ingresos procedentes de las ventas de electricidad

Los ingresos generados por las ventas de electricidad ascendieron a 23.701 millones de reales en el ejercicio 2017, con un incremento del 1,16% respecto de los 23.430 millones de reales contabilizados en el ejercicio 2016.

#### *Ventas a consumidores finales*

Los ingresos generados por las ventas de electricidad a consumidores finales (excluido el consumo propio) se situaron en 20.438 millones de reales a 31 de diciembre de 2017, frente a los 20.458 millones de reales contabilizados a 31 de diciembre de 2016, lo que representa un descenso del 0,10%. La cifra de ingresos por este concepto se ha visto impactada principalmente por los factores siguientes:

- Aumento de los ingresos procedentes de la aplicación del sistema de señalización de costos de generación denominado de “banderas tarifarias”<sup>1</sup>: 454 millones de reales a 31 de diciembre de 2017, frente a 360 millones de reales a 31 de diciembre de 2016. Esta variación se deriva del mayor despacho de generación térmica debido al bajo nivel de los embalses hidroeléctricos, con la consecuente entrada en vigor de las banderas amarilla y roja, lo que llevó a que en 2017 los consumidores tuvieran que abonar cuantías adicionales por cada 100 kWh de electricidad consumida.
- Reducción del 1,36% en el volumen de ventas de energía eléctrica.
- Ajuste tarifario anual de Cemig D, con impacto medio del 3,78% en las tarifas eléctricas de los consumidores a partir del 28 de mayo de 2016 (efecto integral en los resultados de 2017).
- Ajuste tarifario anual de Cemig D, con impacto medio de menos 10,66% en las tarifas eléctricas de los consumidores a partir del 28 de mayo de 2017.

	(Miles de Reales brasileños)		Var. (%)	Precio medio de venta 2017	Precio medio de venta 2016	Var. (%)
	2017	2016				
Residencial	7.841.851	7.819.174	0,29	783,53	788,56	(0,64)
Industrial	4.906.865	5.395.586	(9,06)	276,27	276,78	(0,18)
Comercial, servicios y otros	4.341.962	4.358.938	(0,39)	578,36	663,16	(12,79)
Rural	1.628.883	1.463.470	11,30	446,09	409,39	8,96
Administraciones públicas	531.761	544.554	(2,35)	614,18	614,80	(0,10)
Alumbrado público	536.788	528.378	1,59	392,69	391,27	0,36
Servicio público	589.451	546.763	7,81	453,03	436,70	3,74
<b>Subtotal</b>	<b>20.377.561</b>	<b>20.656.863</b>	<b>(1,35)</b>	<b>479,90</b>	<b>479,88</b>	<b>0,01</b>
Energía pendiente de facturación, neto	60.880	(198.785)	-	-	-	-
Ventas mayoristas a otros agentes en los mercados liberalizado y regulado (*)	1.727.527	2.713.083	(36,33)	135,20	216,90	(37,67)
Suministro no facturado, neto	1.535.393	258.552	493,84	-	-	-
<b>Total</b>	<b>23.701.361</b>	<b>23.429.713</b>	<b>1,16</b>	<b>428,78</b>	<b>421,46</b>	<b>1,74</b>

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

<sup>1</sup> 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 costos 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 costo 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 costos 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 costos 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 costos de suministro se estarían encareciendo por el uso de térmicas poco eficientes.

## Ingresos procedentes del peaje de acceso a las redes de distribución (“TUSD”)<sup>2</sup>

Los ingresos procedentes del derecho de uso de la red de distribución eléctrica de Cemig D disminuyeron un 5,56% entre los periodos comparados, ascendiendo a 1.611 millones de reales en el ejercicio 2017, frente a los 1.705 millones de reales contabilizados en el ejercicio anterior. El peaje de acceso a las redes de distribución eléctrica es abonado por los clientes libres en función de la energía distribuida. La cifra de ingresos por este concepto se ha visto impactada principalmente por los factores siguientes:

- Reducción del 0,52% en la tarifa de los clientes libres como consecuencia del ajuste tarifario anual de Cemig D que se aplicó a partir del 28 de mayo de 2016.
- Reducción de aproximadamente 40% del peaje de distribución en el ajuste tarifario anual de Cemig D que se aplicó a partir del 28 de mayo de 2017.

## Garantía concesional de suficiencia tarifaria: cuenta “CVA” (costos no controlables) y otros componentes financieros<sup>3</sup>

La Compañía reconoce en sus estados financieros la diferencia entre los costos no controlables efectivamente soportados en el periodo –destacando las aportaciones al fondo sectorial “Cuenta de Desarrollo Energético (CDE)” y las compras de energía eléctrica– y los costos no controlables estimados, que sirven de base para el cálculo del ajuste de la tarifa eléctrica de Cemig D. El sobrecosto provocado por estas desviaciones es registrado como ingreso en aquellos casos en que se reconoce a la Compañía la compensación de dicho sobrecosto a través de los incrementos futuros de la tarifa eléctrica. En el ejercicio 2017, esta diferencia supuso un incremento de los ingresos por

<sup>2</sup> 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.

<sup>3</sup> N.T. Los saldos remanentes (activos o pasivos) de la eventual insuficiencia de reconocimiento o resarcimiento por la tarifa de los costos no controlables (cuenta “CVA”) y de otros componentes financieros representan las desviaciones positivas y negativas producidas entre los costos no controlables estimados –que sirven de base para el cálculo del ajuste de la tarifa eléctrica– y los costos 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 Selic, el tipo de interés de referencia de la economía brasileña. El sobrecosto provocado por las mencionadas desviaciones es registrado como ingreso en aquellos casos en que se reconoce a la Compañía la compensación de dicho sobrecosto en los incrementos tarifarios futuros.

importe de 988 millones de reales, frente a una reducción por importe de 1.455 millones de reales en el ejercicio 2016, lo que generó un activo financiero que será soportado por los consumidores en el siguiente ajuste tarifario. Esta variación se debe principalmente a los mayores costos derivados de compras de energía eléctrica en la subasta llevada a cabo en 2017 (en 2016 se produjo una reducción de los costos por este concepto).

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

<b>Cifras en miles de Reales brasileños</b>	
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2015</b>	<b>1.349.656</b>
(-) Constitución neta de pasivos financieros	(858.003)
(-) Realización	(597.054)
(-) Traspasos desde la "Cuenta Centralizadora de Recursos Procedentes del Sistema de Banderas Tarifarias" ("CCRBT")	(341.244)
(-) Transferencias (1)	(164.957)
(+) Actualización financiera (Selic) (2)	204.352
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2016</b>	<b>(407.250)</b>
(-) Constitución neta de pasivos financieros	810.634
(-) Realización	177.548
(-) Traspasos desde la "Cuenta Centralizadora de Recursos Procedentes del Sistema de Banderas Tarifarias" ("CCRBT")	(585.527)
(+) Actualización financiera (Selic) (2)	(41.273)
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2017</b>	<b>(45.790)</b>

- (1) Se refiere a decisiones judiciales (cautelares) a favor de la Compañía que cuestionan una fracción del importe correspondiente a las aportaciones obligatorias al fondo sectorial CDE. Este componente financiero se incluirá en el siguiente ajuste tarifario y fue reclasificado en el balance como créditos a cobrar al *holding* eléctrico federal Centrais Elétricas Brasileiras, S.A. (Eletrobras). Los créditos se amortizarán mediante deducciones mensuales a las aportaciones a la CDE, según determinación del regulador ANEEL de 2016.
- (2) Incluye el complemento relativo a la cuenta "CVA", el cual fue aprobado por el regulador ANEEL en mayo de 2016.

### Ingresos procedentes del pago de compensaciones por los activos de transporte de electricidad

Los ingresos por este concepto ascendieron a 373 millones de reales a 31 de diciembre de 2017, frente a los 751 millones de reales contabilizados a 31 de diciembre de 2016.

En el ejercicio anterior, a raíz de la definición por el Ministerio de Minas y Energía de Brasil de los criterios de actualización de las compensaciones a pagar por los activos de transporte de electricidad, la Compañía procedió a registrar de forma retroactiva al

ejercicio 2013 el importe actualizado de dichas compensaciones sobre la base del costo del capital propio, lo que impactó de manera significativa la cifra de ingresos por este concepto.

Cabe destacar que en 2017 se registró el importe de 149 millones de reales, correspondiente a la porción de los activos que no se habían incluido en la base de remuneración de los activos de transporte de electricidad con motivo de las revisiones anteriores.

La Resolución Normativa N° 589 de 10 de diciembre de 2013 del regulador ANEEL estableció los criterios para calcular el valor nuevo de reemplazo (VNR)<sup>4</sup> de las infraestructuras de transporte de energía eléctrica, a efectos de fijar las compensaciones que se abonarán por los activos.

El 16 de agosto de 2016, el regulador ANEEL publicó la Orden N° 2.181, por la que se aprobó el pago a Cemig GT de 892 millones de reales (en la fecha de referencia 31 de diciembre de 2012) en concepto de compensaciones por la porción de los activos reversibles y aún no amortizados. El 22 de abril de 2016, el Ministerio de Minas y Energía de Brasil emitió el Decreto N° 120, por el que se determinó el plazo y la forma para el pago de las compensaciones. Asimismo, determinó la inclusión del importe aprobado por ANEEL y del costo de capital en la base de remuneración de los activos de transporte de electricidad.

Las remuneraciones y compensaciones no satisfechas desde la fecha de extensión de las concesiones hasta la revisión de 2017 suman 1.095 millones de reales, y deberán ser actualizadas por el índice de precios IPCA y remuneradas de acuerdo con el costo del capital propio real del segmento de transporte de electricidad, el cual se ha fijado en un 10,44% anual, pagadero durante el plazo de 8 años a través de incrementos en la cifra de ingresos regulados de la actividad, de conformidad con las metodologías de revisión establecidas por ANEEL.

---

<sup>4</sup> N.T. Corresponde al costo de renovación de una instalación por una nueva que preste el mismo servicio y con la misma capacidad. En el sector eléctrico es comúnmente utilizado para valorar activos y definir una base regulada para la remuneración de activos de transporte y distribución.

***Ajuste de la base de remuneración de los activos de transporte de electricidad: Nota Técnica ANEEL N° 183/2017.***

Los procesos de revisión de los ingresos regulados de la actividad de transporte de electricidad de Cemig GT fueron aprobados por el regulador ANEEL el 23 de junio de 2009 (con efectos retroactivos a 1 de julio de 2005) y el 8 de junio de 2010 (con efectos retroactivos a 1 de julio de 2009). Sin embargo, Cemig GT presentó una solicitud de inclusión de conductores en la base de remuneración de los activos de transporte de electricidad y, en consecuencia, que se procediera al cálculo retroactivo de los importes no considerados en las revisiones anteriores.

El regulador ANEEL aprobó el pleito de Cemig GT y calculó las diferencias entre los ingresos aprobados en las revisiones anteriores y los nuevos importes en virtud de la inclusión de los conductores para el periodo comprendido entre julio de 2005 y diciembre de 2012, dando origen a una compensación por importe de 149 millones de reales a precios de julio de 2017, que será recibida por Cemig GT durante los próximos doce meses. A 31 de diciembre de 2017, el saldo a recibir asciende a 75 millones de reales.

***Compensaciones por activos de transporte de electricidad: medida cautelar obtenida por clientes industriales***

El 10 de abril de 2017, la Justicia concedió la tutela anticipada a favor de la Asociación Brasileña de Grandes Consumidores Libres, la Asociación Técnica Brasileña de las Industrias Automáticas de Vidrio y la Asociación Brasileña de los Productores de Ferroaleaciones y Silicio Metal, en el marco del proceso judicial promovido por esas entidades contra ANEEL y el Estado federal, con el fin de suspender los efectos sobre sus tarifas del pago de las compensaciones por los activos de la actividad de transporte de electricidad a las compañías que se adhirieron a la Ley N° 12.783/2013.

La tutela anticipada se concedió en carácter parcial, con efectos relativos a la suspensión de la inclusión en las tarifas de los clientes miembros de esas asociaciones, de la fracción de las compensaciones correspondiente a la remuneración del costo del capital propio incorporado desde la fecha de extensión de las concesiones, por un importe equivalente a 299 millones de reales al 31 de diciembre de 2017.

En cumplimiento de la decisión judicial, el 22 de junio de 2017 el regulador ANEEL dio a conocer la Nota Técnica N° 183/2017-SGT/ANEEL, en la que presentó el nuevo cálculo excluyendo los importes referentes al costo del capital propio. Cemig GT considera que ésta es una decisión provisional y que su derecho a recibir los importes relativos a los activos que forman parte de la red de transporte de electricidad está asegurado por la ley, por lo que no ha efectuado ningún ajuste en el importe registrado a 31 de diciembre de 2017. Cemig GT tiene la expectativa de realización integral de los créditos a recibir en concepto de compensaciones por los activos de la actividad de transporte de electricidad, como sigue:

Cifras en miles de Reales brasileños	
Base de remuneración de los activos de transporte de electricidad ("BRR"): Orden N° 2.181/2016	1.177.488
Compensación ya recibida	(285.438)
<b>Importe neto de los activos a efectos de compensación</b>	<b>892.050</b>
Actualización del Decreto N° 120/2016 del Ministerio de Minas y Energía de Brasil. Índice de precios IPCA + costo del capital propio. Periodo: enero de 2013 a diciembre de 2016	913.180
<b>Saldo a 31 de diciembre de 2016</b>	<b>1.805.230</b>
Ajuste de la BRR: Nota Técnica ANEEL N° 183/2017	149.255
Actualización del Decreto N° 120/2016 del Ministerio de Minas y Energía de Brasil. Índice de precios IPCA + costo del capital propio. Periodo: enero a junio de 2017	120.600
Actualización financiera	103.362
Cobros	(250.409)
<b>Total a 31 de diciembre de 2017</b>	<b>1.928.038</b>

### Evolución de los ingresos regulados de la actividad de transporte de electricidad: Cemig GT



### Ingresos procedentes de compensaciones por los activos de generación eléctrica

En el ejercicio 2017, la Compañía reconoció un ingreso por importe total de 272 millones de reales, relativo al ajuste del saldo no amortizado de las concesiones hidroeléctricas de São Simão e Miranda, de conformidad con el Decreto N° 291/2017 del Ministerio de Minas y Energía de Brasil.

### ***Concesiones hidroeléctricas de Jaguará, São Simão, Miranda y Volta Grande***

De acuerdo con el contrato de concesión N° 007/1997, las concesiones hidroeléctricas de Jaguará, São Simão, Miranda y Volta Grande, todas ellas propiedad de Cemig GT, expiraron en agosto de 2013, enero de 2015, diciembre de 2016 y febrero de 2017, respectivamente.

A pesar de la existencia de discusiones judiciales pendientes involucrando a las hidroeléctricas de São Simão, Jaguará y Miranda, el 27 de septiembre de 2017 el Gobierno de Brasil licitó esas hidroeléctricas y la de Volta Grande, cuya concesión también expiró en febrero de 2017. Los nuevos contratos de concesión se firmaron el 10 de noviembre de 2017, cuando se formalizó la extensión de los periodos de “operación asistida”, durante el cual Cemig GT se mantuvo como responsable de las plantas hasta las siguientes fechas:

- Hidroeléctrica de Volta Grande: hasta el 30 de noviembre de 2017.
- Hidroeléctricas de Jaguará y Miranda: hasta el 28 de diciembre de 2017.
- Hidroeléctrica de São Simão: hasta el 9 de mayo de 2018.

El importe reconocido correspondiente a los “ingresos anuales de generación eléctrica” (“RAG”) ascendió a 462 millones de reales en 2017 (frente a 319 millones de reales en 2016).

El Ministerio de Minas y Energía de Brasil, por medio del Decreto N° 291/2017, fijó las compensaciones a que tiene derecho Cemig GT por las inversiones realizadas en las hidroeléctricas de São Simão y Miranda y no amortizadas hasta el 3 de agosto de 2017,

fecha de expiración del contrato. El importe total de las compensaciones asciende a 1.028 millones de reales, de los cuales 244 millones de reales por la hidroeléctrica de São Simão y 784 millones de reales por la hidroeléctrica de Miranda (importes correspondientes a septiembre de 2015 y diciembre de 2016, respectivamente). Los importes se actualizan de acuerdo con la variación de la Selic, el tipo de interés de referencia de la economía brasileña.

Los saldos aún no amortizados de las hidroeléctricas de São Simão y Miranda fueron ajustados para reflejar las definiciones establecidas en el Decreto N° 291/2017. Los ingresos derivados de la actualización de los saldos se situaron en 272 millones de reales a 31 de diciembre de 2017.

Cemig GT se encuentra en discusiones con el Ministerio de Minas y Energía de Brasil sobre los criterios utilizados para la determinación de los importes dados a conocer por medio del Decreto N° 291/2017, así como la fecha de pago, teniendo en cuenta que el citado Decreto establece que el pago de las compensaciones deberá ser realizado por el Estado federal hasta el 31 de diciembre de 2018, aunque está sujeto, en todo caso, a la disponibilidad presupuestaria y financiera.

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

Los ingresos por este concepto ascendieron a 860 millones de reales en el ejercicio 2017, frente a los 161 millones de reales contabilizados en el ejercicio 2016, lo que supone un aumento del 435,02%. Esta variación obedece esencialmente a los factores siguientes:

- Aumento del 244,28% en el precio *spot* medio de la electricidad (denominado “PLD”): 324,17 reales por megavatio-hora a 31 de diciembre de 2017, frente a un precio medio de 91,16 reales por megavatio-hora a 31 de diciembre de 2016.

- Aumento del volumen de energía disponible para liquidación en el mercado mayorista en 2017.

#### Ingresos procedentes del suministro de gas

A 31 de diciembre de 2017, los ingresos en concepto de suministro de gas natural ascendieron a 1.759 millones de reales, frente a ingresos por importe de 1.444 millones de reales a 31 de diciembre de 2016, lo que supone un incremento del 21,81%. Esta variación es consecuencia fundamentalmente del aumento del 23,72% en el volumen de ventas de gas entre los periodos comparados: 1.319.242 m<sup>3</sup> en 2017, frente a 1.066.351 m<sup>3</sup> en 2016.

Mercado (mil m <sup>3</sup> /día)	2013	2014	2015	2016	2017
Residencial	0,17	0,72	1,04	3,38	11,44
Comercial	20,38	23,15	22,42	24,68	32,67
Industrial	2.734,95	2.849,24	2.422,78	2.173,76	2.453,22
Otros	106,33	99,64	119,87	120,19	126,15
<b>Total Mercado no térmico</b>	<b>2.861,83</b>	<b>2.972,75</b>	<b>2.566,11</b>	<b>2.322,01</b>	<b>2.623,47</b>
Térmico	1.214,50	1.223,99	1.309,13	591,52	990,89
<b>Total</b>	<b>4.076,33</b>	<b>4.196,74</b>	<b>3.875,24</b>	<b>2.913,53</b>	<b>3.614,36</b>

El grupo industrial, que es el más representativo en el mercado de la filial gasista Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig), experimentó una recuperación en 2017 debido a los mayores niveles de consumo principalmente de empresas metalúrgicas.

El suministro residencial o doméstico, que tuvo inicio en marzo de 2013, cerró diciembre de 2017 con 30.605 hogares facturados (frente a 14.935 en diciembre de 2016).

## IMPUESTOS Y CARGAS SOBRE LOS INGRESOS

Los impuestos y cargas sobre los ingresos se situaron en 11.151 millones de reales en el ejercicio 2017, frente a los 10.497 millones de reales contabilizados por este concepto en el ejercicio 2016, lo que representa un incremento del 6,23%.

### Impuesto ICMS<sup>5</sup>

Los gastos con el impuesto ICMS ascendieron a 5.847 millones de reales en el ejercicio 2017, frente a 5.211 millones de reales en el ejercicio 2016. El aumento obedece principalmente a la adhesión de la Compañía en octubre de 2017 a un plan de regularización de deudas fiscales (“PRCT”) implementado por el Gobierno del Estado de Minas Gerais. El efecto de la adhesión de la Compañía al plan fue reconocido en la cuenta de resultados de 2017 como sigue: 562 millones de reales se contabilizaron como deducciones a los ingresos, 31 millones de reales como gasto financiero y 1 millón de reales como gastos operativos.

### Cargas del consumidor: “banderas tarifarias”

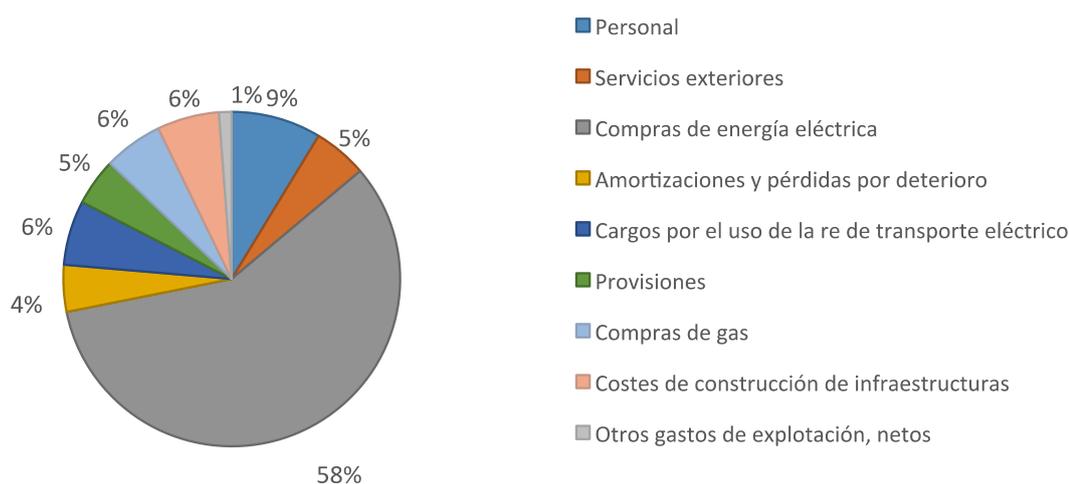
Las cargas soportadas por los consumidores como consecuencia de la aplicación del sistema de señalización de costos de generación denominado de “banderas tarifarias” se situaron en 454 millones de reales a 31 de diciembre de 2017, frente a 360 millones de reales a 31 de diciembre de 2016. Esta variación se deriva del mayor despacho de generación térmica debido al bajo nivel de los embalses hidroeléctricos, con la consecuente entrada en vigor de las banderas amarilla y roja, lo que llevó a que en 2017 los consumidores tuvieran que abonar cuantías adicionales por cada 100 kWh de electricidad consumida.

<sup>5</sup> 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.

Historial del sistema de señalización de costos de generación ("banderas tarifarias")		
oct/17	nov/17	dic/17
Roja 2	Roja 2	Roja 1
oct/16	nov/16	dic/16
Verde	Amarilla	Verde

## GASTOS DE EXPLOTACIÓN

Los gastos de explotación se incrementaron un 18,32% entre los ejercicios 2017 y 2016, situándose en 18.817 millones de reales a 31 de diciembre de 2017, frente a 15.903 millones de reales contabilizados a 31 de diciembre de 2016.



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 10.920 millones de reales en el ejercicio 2017, un 32,00% más que los 8.273 millones de reales contabilizados en el ejercicio anterior. Este aumento obedece principalmente a los factores siguientes:

**Cemig D:**

Los gastos de Cemig D con compras de energía eléctrica ascendieron a 6.783 millones de reales en el ejercicio 2017, frente a los 5.260 millones de reales contabilizados en el ejercicio 2016, lo que supone un incremento del 28,95%. Esta variación obedece principalmente a los factores siguientes:

- Aumento del 38,86% en los gastos derivados de compras de energía en subastas, los cuales se situaron en 3.591 millones de reales en el ejercicio 2017, frente a los 2.586 millones de reales contabilizados en el ejercicio 2016, como consecuencia principalmente del mayor despacho de generación térmica debido al bajo nivel de los embalses hidroeléctricos, con el consecuente aumento de los costos de compras de combustible para dichas plantas.
- Aumento del 8,65% en los gastos derivados de las compras de la energía producida por la hidroeléctrica Itaipú Binacional (cuyo precio se fija en dólares estadounidenses): 1.243 millones de reales a cierre de 2017, frente a 1.144 millones de reales a cierre de 2016. Esta variación se debe fundamentalmente al aumento de la tarifa, que se incrementó de US\$25,78/kW\*mes en 2016 a US\$28,73/kW\*mes a partir de enero de 2017.
- Aumento del 88,53% en las compras de energía en el mercado eléctrico de corto plazo –1.282 millones de reales en el ejercicio 2017, frente a 680 millones de reales en el ejercicio 2016–, como consecuencia fundamentalmente de la mayor variación del precio *spot* medio de la electricidad (denominado “PLD”): 324,17 reales por megavatio-hora a 31 de diciembre de 2017, frente a un precio medio de 91,16 reales por megavatio-hora a 31 de diciembre de 2016.

## Cemig GT:

Los gastos de Cemig GT con compras de energía eléctrica ascendieron a 4.170 millones de reales en el ejercicio 2017, frente a los 3.052 millones de reales contabilizados en el ejercicio 2016, lo que supone un incremento del 36,63%. Esta variación se debe al aumento del 19,41% en el volumen de compras de energía eléctrica entre los periodos comparados (22.690.422 MWh a 31 de diciembre de 2017, frente a 19.002.578 MWh a 31 de diciembre de 2016), además del incremento del 14,43% en el precio medio del megavatio-hora (183,78 reales a cierre de 2017, frente a 160,62 reales a cierre de 2016).

## Provisiones

Los gastos por provisiones se situaron en 854 millones de reales a 31 de diciembre de 2017, frente a los 704 millones de reales contabilizados a 31 de diciembre de 2016.

Con respecto a las provisiones por contingencias, destacan las siguientes:

- La reducción de las pérdidas estimadas derivadas de insolvencias y clientes de dudoso cobro, que se situaron en 248 millones de reales en 2017, frente a pérdidas estimadas de 382 millones de reales en 2016.
- El crecimiento de las provisiones laborales, que se situaron en 206 millones de reales en 2017, frente a 120 millones de reales en 2016. El aumento de las provisiones por este concepto se deriva de la revisión de las pérdidas estimadas con respecto a demandas en las que se cuestiona la base de cálculo de los complementos salariales de peligrosidad, la externalización o subcontratación de trabajadores para el ejercicio de la actividades principales de la Compañía, y la responsabilidad subsidiaria / solidaria de la Compañía en querrelas laborales.

Los saldos de las opciones de compra y venta sobre acciones de la Compañía son los que se indican en la tabla a continuación:

Pasivo consolidado	Saldo a 31.12.2017	Saldo a 31.12.2016
Opción de venta: <i>Rio Minas Energia Participações, S.A. (RME)</i> y <i>Luce Empreendimentos e Participações, S.A. (Lepsa)</i>	507.231	1.149.881
Opción de venta: <i>SAAG Investimentos, S.A.</i>	311.593	196.173
Opción de venta/compra: <i>Ativas Data Center, S.A.</i> y <i>Sonda Procwork Outsourcing Informática, Ltda.</i>	785	(4.586)
	<u>819.609</u>	<u>1.341.468</u>

### Morosidad

En un contexto de fuerte retracción económica marcado por el desempleo y la inflación, sumado a la crisis hidrológica del pasado reciente y el aumento de las tarifas eléctricas de la Compañía que hasta hace poco estaban embalsadas, Cemig ha experimentado un crecimiento de su nivel de endeudamiento por encima de la media. Sin embargo, las medidas tomadas a partir de 2017 para afrentar la morosidad están surtiendo efecto y se han reportado caídas del índice de impago en los últimos meses.

Para atajar el nivel histórico de incumplimiento, en 2017 Cemig redobló sus acciones hacia los consumidores morosos, entre las cuales se cita la asignación de un presupuesto adicional con el fin de recuperar las pérdidas registradas. La situación actual ha mostrado algunos resultados. Desde diciembre de 2016, la Compañía ya no presenta un incremento considerable en los niveles de morosidad, con el consecuente estancamiento y control de los índices. Se espera una caída aún más consistente de aquí en adelante.

Al comparar la insolvencia medida en diciembre de 2016 y diciembre de 2017, se constata una caída del 12,65%. Al comparar el resultado de diciembre de 2017 con el registrado en el trimestre anterior, la caída se sitúa en un 8,28%.

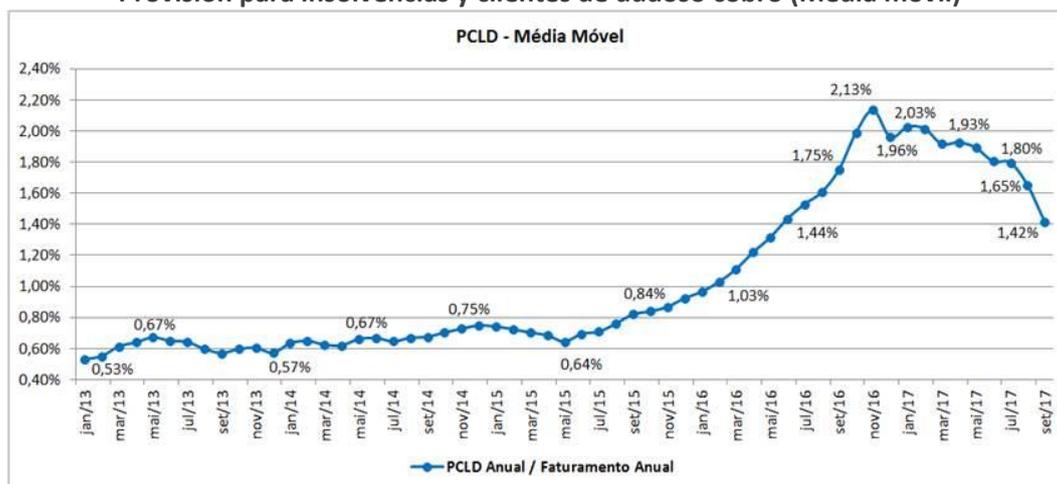
La Compañía utiliza diversas herramientas de comunicación y estrategias de cobro con el fin de evitar el aumento de los niveles de impago. Entre las medidas adoptadas están los contactos telefónicos, el envío de correos electrónicos, mensajes cortos de texto (SMS) y cartas de cobro, la inscripción de los clientes en mora en los registros oficiales de deudores, el cobro judicial y principalmente el corte del suministro eléctrico. La

Resolución N° 414 del regulador ANEEL permite que el corte del suministro se efectúe después de 15 días de la recepción del correspondiente aviso por parte del consumidor en mora.

Además de estas diversas estrategias de cobro, en 2017 se lanzó una campaña en la que Cemig ofrecía condiciones especiales de renegociación de los adeudos a los consumidores de baja tensión, hospitales y administraciones públicas.

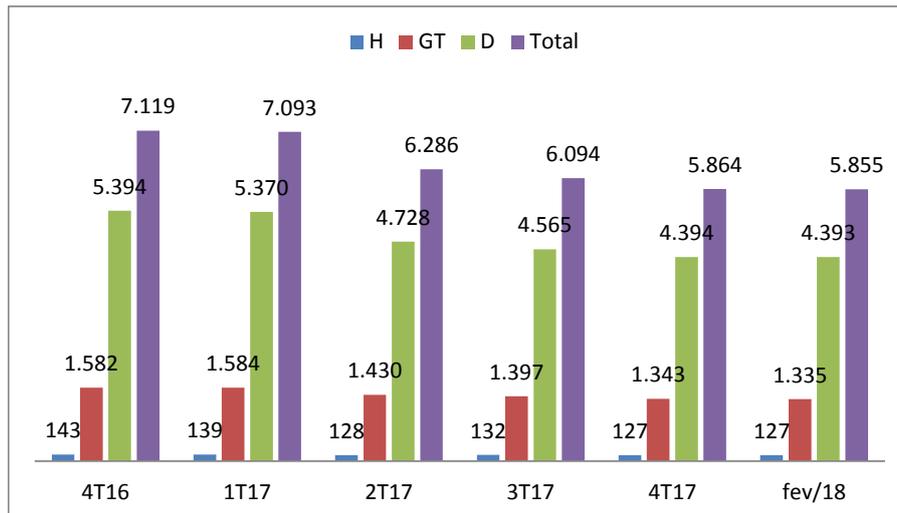
La intensificación de las acciones de cobro y corte del suministro eléctrico permitieron a la Compañía lograr buenos resultados en términos de reducción de los índices de morosidad en el año 2017.

**Provisión para insolvencias y clientes de dudoso cobro (Media móvil)**



### Gastos de personal

Los gastos de personal se redujeron un 0,99% entre los periodos comparados, situándose en 1.627 millones de reales a 31 de diciembre de 2017, frente a 1.643 millones de reales a 31 de diciembre de 2016.



### Compras de gas

Los gastos derivados de las compras de gas natural para reventa ascendieron a 1.071 millones de reales en el ejercicio 2017, frente a los 877 millones de reales contabilizados en el ejercicio anterior, lo que representa un incremento del 22,06%. Esta variación se deriva fundamentalmente del aumento del 23,11% en el volumen de compras de gas para reventa (1.309.459 m<sup>3</sup> en 2017, frente a 1.063.677 m<sup>3</sup> en 2016), parcialmente compensado por la reducción de las cargas derivadas del nuevo acuerdo firmado entre la filial gasista Companhia de Gás de Minas Gerais (Gasmig) y la petrolera brasileña Petróleo Brasileiro, S.A. (Petrobras), por el que redujo el compromiso de compras diarias de gas por parte de la Compañía.

## RESULTADO DE ENTIDADES VALORADAS POR EL MÉTODO DE LA PARTICIPACIÓN

En el ejercicio 2017, la Compañía registró un resultado neto negativo de 252 millones de reales derivado de las participaciones por puesta en equivalencia, frente a 302 millones de reales en el ejercicio 2016. Esta variación se debe principalmente a los mejores resultados de la asociada Light, S.A. en 2017, que aportó 35 millones de reales al resultado del ejercicio, frente a una pérdida de 121 millones de reales en 2016. A pesar de la menor pérdida por este concepto, en 2017 la asociada Renova Energia, S.A. y la

hidroeléctrica de Santo Antônio registraron pérdidas por importe de 390 millones de reales y 204 millones de reales, respectivamente.

Consolidado (Miles de Reales brasileños)	Puesta en equivalencia 2017	Puesta en equivalencia 2016
<i>Companhia Transleste de Transmissão</i>	4.985	5.325
<i>Companhia Transudeste de Transmissão</i>	3.709	3.783
<i>Companhia Transirapé de Transmissão</i>	4.451	4.654
<i>Transchile Charrúa Transmisión, S.A.</i>	-	1.776
<i>Companhia de Transmissão Centroeste de Minas</i>	5.058	5.667
<i>Light, S.A.</i>	34.807	(120.512)
<i>Axxiom Soluções Tecnológicas, S.A.</i>	(7.398)	(4.528)
<i>Luce Empreendimentos e Participações, S.A.</i>	295	(17.890)
<i>Rio Minas Energia Participações, S.A. (RME)</i>	6.841	(17.757)
<i>Hidrelétrica Cachoeirão, S.A.</i>	10.187	11.122
<i>Guanhães Energia, S.A.</i>	(13.099)	(102.108)
<i>Hidrelétrica Pipoca, S.A.</i>	2.292	5.571
<i>Madeira Energia, S.A. (Hidroeléctrica de Santo Antônio)</i>	(109.129)	(71.093)
<i>FIP Melbourne (Hidroeléctrica de Santo Antônio)</i>	(94.678)	(63.755)
<i>Lightger, S.A.</i>	1.858	4.088
<i>Baguari Energia, S.A.</i>	16.590	41.037
<i>Central Eólica Praias de Parajuru, S.A.</i>	(1.489)	287
<i>Central Eólica Volta do Rio, S.A.</i>	(11.741)	(3.838)
<i>Central Eólica Praias de Morgado, S.A.</i>	(7.622)	(2.440)
<i>Amazônia Energia Participações, S.A. (Hidroeléctrica de Belo Monte)</i>	705	(6.659)
<i>Ativas Data Center, S.A.</i>	(2.294)	(31.424)
<i>Parati, S.A. – Participações em Ativos de Energia Elétrica</i>	-	(24.305)
<i>Transmissora Aliança de Energia Elétrica, S.A. (Taesa)</i>	216.330	341.081
<i>Renova Energia, S.A.</i>	(390.249)	(373.313)
<i>Itaocara Energia, S.A.</i>	(1.741)	-
<i>Aliança Geração de Energia, S.A.</i>	71.756	103.849
<i>Aliança Norte Energia Participações, S.A. (Hidroeléctrica de Belo Monte)</i>	(2.352)	(6.551)
<i>Retiro Baixo Energética, S.A.</i>	9.688	16.089
<b>Total</b>	<b>(252.240)</b>	<b>(301.844)</b>

## INGRESOS Y GASTOS FINANCIEROS

En el ejercicio 2017, los gastos financieros netos ascendieron a 997 millones de reales, frente a gastos financieros netos de 1.437 millones de reales en el ejercicio anterior. En la comparación entre el resultado financiero de los ejercicios 2017 y 2016 hay que tener en cuenta los factores siguientes:

- Reducción del 20,91% en las cargas financieras sobre préstamos y financiaciones entre los periodos comparados: 1.467 millones de reales a cierre de 2017, frente a 1.860 millones de reales a cierre de 2016. Este resultado se deriva de la reducción del costo 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: 9,93% a 31 de diciembre de 2017, frente a 14,06% a 31 de diciembre de 2016.
- Reducción del resultado neto de diferencias de cambio: gastos netos de 53 millones de reales en el ejercicio 2017, frente a ingresos netos de 26 millones de reales en el ejercicio 2016. Este resultado obedece esencialmente al reconocimiento en 2017 por Cemig GT de un gasto por importe de 57 millones de reales derivado de una emisión de eurobonos referenciada al dólar estadounidense.
- Reducción del 55,62% en los gastos derivados de ajustes por inflación sobre préstamos y financiaciones entre los periodos comparados: 109 millones de reales a cierre de 2017, frente a 245 millones de reales a cierre de 2016. Esta variación obedece esencialmente a la menor variación del índice de precios IPCA entre los periodos comparados: 2,95% a 31 de diciembre de 2017, frente a una variación del 6,29% a 31 de diciembre de 2016.
- Aumento de los gastos derivados de la actualización financiera sobre los saldos de cuenta “CVA” (costos no controlables) y otros componentes financieros: gastos netos de 42 millones de reales en el ejercicio 2017, frente a ingresos netos de 204 millones de reales en el ejercicio 2016. El resultado de 2016 se vio impactado por el efecto del complemento aprobado por el regulador ANEEL en mayo de 2016.
- Reducción del 35,34% en los ingresos procedentes de inversiones financieras: 205 millones de reales en el ejercicio 2017, frente a 317 millones de reales en el ejercicio 2016. Este resultado se debe principalmente a la menor variación del tipo de interés CDI [certificados de depósito interbancario] entre los periodos comparados: 9,93% a 31 de diciembre de 2017, frente a 14,06% a 31 de diciembre de 2016.

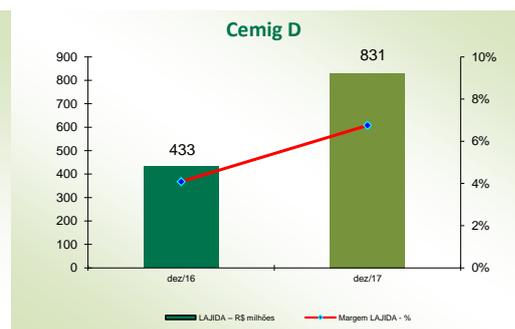
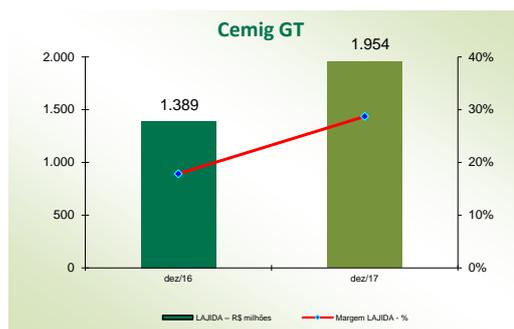
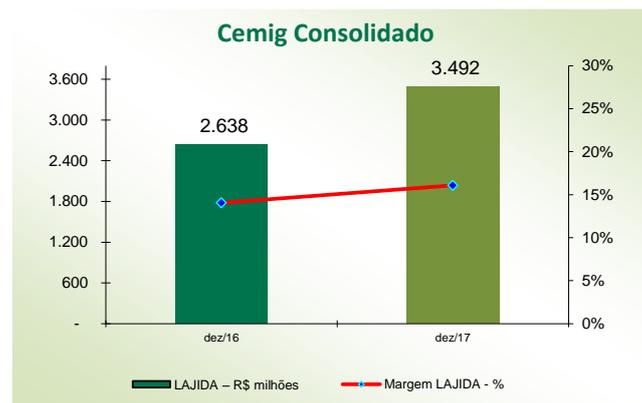
- Aumento de los ingresos derivados de la actualización financiera sobre depósitos judiciales: 191 millones de reales a cierre de 2017, frente a 46 millones de reales a cierre de 2016. En 2017, la Compañía reconoció un ingreso de 82 millones de reales como consecuencia de la reversión de la provisión dotada para cubrir el riesgo de pérdida derivado de la demanda judicial sobre la constitucionalidad de la inclusión del impuesto ICMS en la base imponible de los impuestos PIS-PASEP y COFINS.
- Gastos derivados de la actualización financiera sobre las ventas anticipadas de energía eléctrica por importe de 46 millones de reales en 2017, como consecuencia de los contratos de anticipo de suministro firmados durante el ejercicio.

## EBITDA<sup>6</sup>

El EBITDA consolidado de la Compañía se incrementó un 32,37% en 2017 con respecto a 2016.

EBITDA (Millones de Reales brasileños)	2017	2016	Var. (%)
Resultado del ejercicio	1.001	334	199,70
+ Gastos por impuestos (IRPJ y CSLL)	892.583	33	1.851,52
+ Resultado financiero, neto	997	1.437	(30,62)
+ Amortizaciones y pérdidas por deterioro	850	834	1,92
<b>= EBITDA</b>	<b>3.492</b>	<b>2.638</b>	<b>32,37</b>

### EVOLUCIÓN DEL EBITDA 2017-2016 (Millones de Reales brasileños)



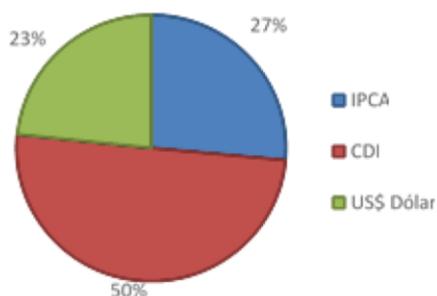
**LAIJDA – R\$ millones de reales: EBITDA (Millones de R\$)**

**Margem LAIJDA - %: Margen EBITDA (%)**

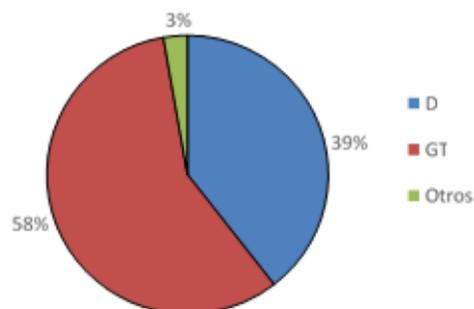
<sup>6</sup> N.T. El EBITDA («Earnings before interest, taxes, depreciation and amortization») [acrónimo en inglés para beneficio antes de intereses, impuestos y amortizaciones] es el resultado de explotación obtenido por una compañía antes de aplicar los correspondientes impuestos y tasas fiscales, los intereses y las amortizaciones a los que debe hacer frente. Este indicador informa al inversor sobre la capacidad que tiene una compañía para generar recursos a través su actividad ordinaria. El EBITDA es una medida no contable que no tiene un significado estandarizado y puede no ser comparable con medidas similares suministradas por otras compañías.

## ENDEUDAMIENTO

Estructura de la deuda

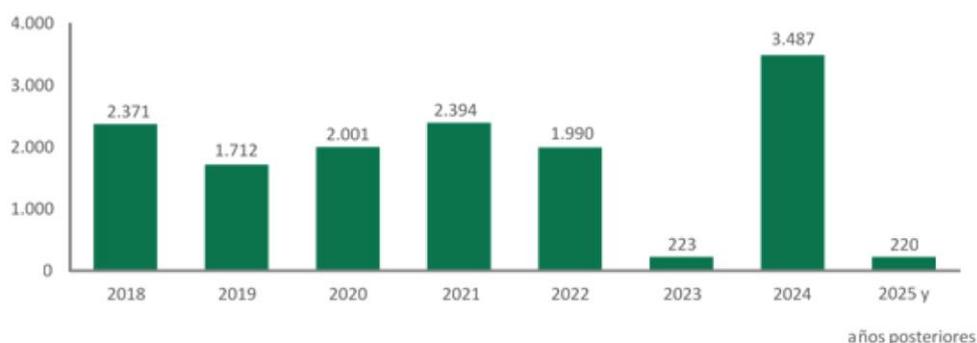


Participación en la deuda



La deuda total consolidada de Cemig a 31 de diciembre de 2017 ascendió a 14.397.697 reales, un 5,15% menos que la cifra registrada a 31 de diciembre de 2016.

Calendario de vencimientos de deuda (Millones de Reales brasileños)



	A 31.12.2017	A 31.12.2016	(%)
<b>Cemig</b>			
Deuda total	14.397.697	15.179.280	(5,15)
Deuda neta	12.279.303	13.138.920	(6,54)
<b>Cemig GT</b>			
Deuda total	8.320.163	8.633.671	(3,63)
Deuda neta	7.381.202	7.768.760	(4,99)
<b>Cemig D</b>			
Deuda total	5.682.691	6.198.251	(8,32)
Deuda neta	4.851.213	5.429.819	(10,66)

## COMPROMISOS FINANCIEROS (COVENANTS)<sup>7</sup>: EUROBONOS

Durante todo el periodo de vigencia de la emisión de eurobonos, Cemig y la filial Cemig GT darán a conocer el cálculo de cada componente del *Covenant* EBITDA, *Covenant* Deuda Neta y Deuda Total Garantizada, además de los siguientes ratios financieros pactados: *Covenant* Deuda Neta sobre *Covenant* EBITDA y Deuda Total Garantizada sobre *Covenant* EBITDA.

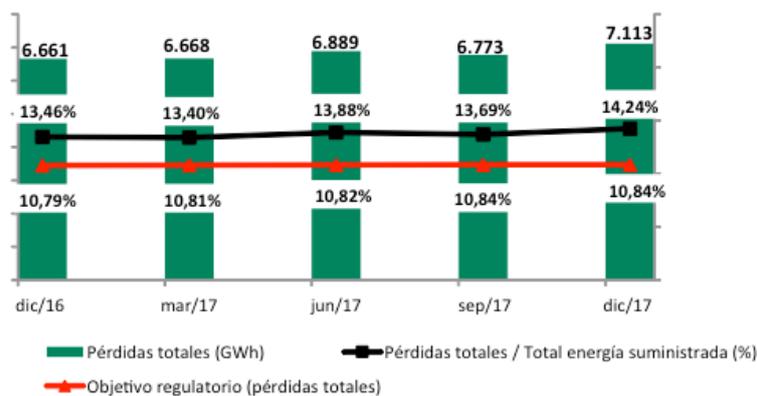
12 meses (Millones de Reales brasileños)	2017	2017
	Cemig H	Cemig GT
Beneficio (pérdida) neto del ejercicio	1.001	428
Resultado financiero, neto	996	948
Impuestos (IRPJ y CSLL)	644	420
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	850	158
<b>EBITDA</b>	<b>3.491</b>	<b>1.954</b>
(-) Resultado de participaciones minoritarias	252	519
(-) Variaciones en el importe de las obligaciones derivadas de opciones de venta	347	115
(-) Resultado no operativo (incluye toda y cualquier ganancia procedente de la venta de activos y cualquier baja o deterioro de activos)	(5)	43
(+) Gastos y cargas no monetarias, siempre que sean no recurrentes	-	-
(-) Créditos y ganancias que incrementen el beneficio neto, siempre que sean no recurrentes	(720)	(243)
(+) Cualquier pago en efectivo realizado sobre una base consolidada durante el periodo, y que se derive de cargas no monetarias incluidas nuevamente a efectos de determinar el EBITDA de cualquier periodo anterior	-	-
(+) Gastos derivados de la adhesión al "Plan de Regularización de Créditos Fiscales" ("PRCT"), implementado en el tercer trimestre de 2017 por el Gobierno del Estado de Minas Gerais	562	30
(-) Ingresos no monetarios derivados de compensaciones por los activos de generación y transporte de electricidad	(496)	(496)
(+) Dividendos en efectivo recibidos de participaciones minoritarias (de conformidad con lo registrado en el estado de flujos de efectivo)	354	165
(-) Ajuste monetario de cánones de concesión	(317)	(317)
(+) Entradas de efectivo derivadas de cánones de concesión	234	234
(+) Entradas de efectivo derivadas de los ingresos de transporte de electricidad destinadas a cubrir el costo de capital	264	264
(+) Entradas de efectivo derivadas del pago de compensaciones por los activos de generación eléctrica, siempre que el importe no exceda del 30% de la suma correspondiente a las cláusulas (i) de esta definición de EBITDA	-	-
<b>Covenant EBITDA</b>	<b>3.966</b>	<b>2.268</b>
Deuda consolidada	14.398	8.320
(+) Deuda con la entidad gestora de fondos de pensiones Forluz	1.003	227
(+) Responsabilidad pasiva sobre cualquier obligación derivada de opciones de venta	989	390
(-) Importes depositados en una cuenta garantía especial destinada a satisfacer cualquier obligación derivada de opciones de venta	(88)	-
(-) Efectivo y otros activos líquidos equivalentes, más instrumentos de renta fija y variable consolidados y registrados como activos corrientes	(2.088)	(924)
<b>Covenant Deuda Neta</b>	<b>14.214</b>	<b>8.013</b>
<b>Ratio Covenant Deuda Neta / Covenant EBITDA</b>	<b>3,58</b>	<b>3,53</b>
<b>Límite del ratio Covenant Deuda Neta / Covenant EBITDA</b>	<b>5,00</b>	<b>5,50</b>
Deuda Total Garantizada	5.951	2.441
<b>Covenant EBITDA</b>	<b>3.966</b>	<b>2.268</b>
<b>Ratio Deuda Total Garantizada / Covenant EBITDA</b>	<b>1,50</b>	<b>1,08</b>
<b>Límite del ratio Deuda Total Garantizada / Covenant EBITDA</b>	<b>2,00</b>	<b>1,50</b>

<sup>7</sup> N.T. *Covenants* son compromisos asumidos por el prestatario de comportarse de una determinada manera (representada habitualmente mediante una serie de ratios financieros), en el marco de contratos de financiación.

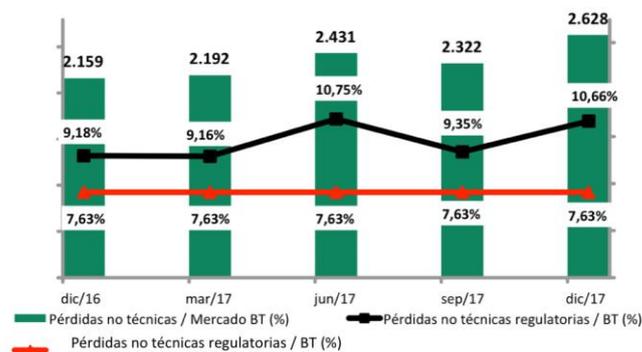
## PÉRDIDAS DE ENERGÍA ELÉCTRICA: 2017

El control de las pérdidas eléctricas es uno de los objetivos estratégicos de Cemig D, que cuenta con una estructura dedicada a este propósito: la Gerencia de Gestión de Medición y Control de Pérdidas. El cumplimiento de este objetivo se monitorea mensualmente a través del seguimiento del “Índice de Pérdidas Totales (IPTD)”. Hay que mencionar que al fijar el objetivo regulatorio durante el tercer ciclo de revisión tarifaria, el regulador ANEEL hizo cambios significativos en la metodología de cálculo de las pérdidas técnicas, imponiendo límites que suponen todo un reto para Cemig D. El índice de pérdidas totales se compone del índice de pérdidas técnicas (“PPTD”) más el índice de pérdidas no técnicas (“PPNT”), respectivamente.

**Evolución de las pérdidas totales**



**Evolución de las pérdidas no técnicas / Mercado Baja Tensión (BT)**



**INFORMACIÓN POR SEGMENTOS A 31 DE DICIEMBRE DE 2017**

	ENERGÍA ELÉCTRICA			TELECOMUNICACIONES	GAS	OTROS NEGOCIOS	ELIMINACIÓN DE OPERACIONES INTRAGRUPA	TOTAL
	GENERACIÓN	TRANSPORTE	DISTRIBUCIÓN					
<b>ACTIVOS DEL SEGMENTO</b>	<b>14.365.635</b>	<b>3.954.921</b>	<b>20.021.054</b>	<b>347.344</b>	<b>2.000.287</b>	<b>1.582.372</b>	<b>(32.024)</b>	<b>42.239.589</b>
INVERSIONES EN ASOCIADAS Y NEGOCIOS CONJUNTOS	4.723.336	1.122.046	1.917.527	-	-	29.316	-	7.792.225
<b>ADICIONES AL SEGMENTO</b>	<b>307.794</b>	<b>-</b>	<b>1.082.877</b>	<b>46.687</b>	<b>56.619</b>	<b>778</b>	<b>-</b>	<b>1.494.755</b>
ADICIONES AL ACTIVO FINANCIERO	-	174.082	145.283	-	-	-	-	319.365
<b>IMPORTE NETO DE LA CIFRA DE NEGOCIOS</b>	<b>7.190.105</b>	<b>776.960</b>	<b>12.312.331</b>	<b>127.291</b>	<b>1.481.990</b>	<b>111.272</b>	<b>(288.259)</b>	<b>21.711.690</b>
<b>COSTOS DE ENERGÍA ELÉCTRICA Y GAS</b>								
Compras de energía eléctrica	(4.209.271)	-	(6.782.988)	-	-	(8)	72.791	(10.919.476)
Cargos por el uso de la red de transporte eléctrico	(352.455)	-	(1.002.452)	-	-	-	180.984	(1.173.923)
Compras de gas	-	-	-	-	(1.070.623)	-	-	(1.070.623)
<b>Total</b>	<b>(4.561.726)</b>	<b>-</b>	<b>(7.785.440)</b>	<b>-</b>	<b>(1.070.623)</b>	<b>(8)</b>	<b>253.775</b>	<b>(13.164.022)</b>
<b>GASTOS DE EXPLOTACIÓN</b>								
Gastos de personal	(281.120)	(106.285)	(1.123.026)	(20.249)	(55.434)	(40.912)	-	(1.627.026)
Participación en beneficios (empleados y administradores)	(1.278)	(59)	(2.657)	(380)	-	(266)	-	(4.640)
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	39.235	19.316	179.589	-	-	(9.480)	-	228.660
Materiales	(11.097)	(3.595)	(43.267)	(255)	(1.962)	(400)	20	(60.556)
Materias primas e insumos para la producción de energía eléctrica	(10.371)	-	-	-	-	-	-	(10.371)
Servicios exteriores	(126.805)	(31.471)	(784.654)	(28.146)	(16.640)	(16.815)	30.574	(973.957)
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	(176.177)	-	(566.578)	(35.136)	(71.348)	(529)	-	(849.768)
Provisiones (reversión de provisiones)	(139.285)	(10.076)	(468.857)	(1.105)	(1.975)	(232.370)	-	(853.668)
Costos de construcción de infraestructuras	-	(24.827)	(1.044.682)	-	(49.240)	-	-	(1.118.749)
Otros gastos de explotación, netos	(117.052)	(10.712)	(408.392)	(23.201)	(14.963)	187.484	3.890	(382.946)
<b>Total</b>	<b>(823.950)</b>	<b>(167.709)</b>	<b>(4.262.524)</b>	<b>(108.472)</b>	<b>(211.562)</b>	<b>(113.288)</b>	<b>34.484</b>	<b>(5.653.021)</b>
<b>TOTAL COSTOS Y GASTOS DE EXPLOTACIÓN</b>	<b>(5.385.676)</b>	<b>(167.709)</b>	<b>(12.047.964)</b>	<b>(108.472)</b>	<b>(1.282.185)</b>	<b>(113.296)</b>	<b>288.259</b>	<b>(18.817.043)</b>
<b>Resultado de explotación antes del resultado de entidades valoradas por el método de la participación y del resultado financiero</b>	<b>1.804.429</b>	<b>609.251</b>	<b>264.367</b>	<b>18.819</b>	<b>199.805</b>	<b>(2.024)</b>	<b>-</b>	<b>2.894.647</b>
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(519.024)	234.533	41.648	(2.295)	-	(7.102)	-	(252.240)
Ingresos financieros	225.856	8.968	397.277	3.059	48.400	120.153	-	803.713
Gastos financieros	(1.161.112)	(3.443)	(815.025)	(13.635)	(42.657)	235.608	-	(1.800.264)
<b>RESULTADO ANTES DE IMPUESTOS</b>	<b>350.149</b>	<b>849.309</b>	<b>(111.733)</b>	<b>5.948</b>	<b>205.548</b>	<b>346.635</b>	<b>-</b>	<b>1.645.856</b>
Impuestos (IRPJ y CSLL) corrientes y diferidos	(256.648)	(188.831)	30.711	(3.274)	(71.533)	(154.685)	-	(644.260)
<b>RESULTADO DEL EJERCICIO</b>	<b>93.501</b>	<b>660.478</b>	<b>(81.022)</b>	<b>2.674</b>	<b>134.015</b>	<b>191.950</b>	<b>-</b>	<b>1.001.596</b>
Resultado atribuido a los accionistas de control	93.501	660.478	(81.022)	2.674	133.373	191.950	-	1.000.954
Resultado atribuido a intereses minoritarios	-	-	-	-	642	-	-	642

**INFORMACIÓN FINANCIERA POR SEGMENTOS DE EXPLOTACIÓN**

## ANEXOS

# PLANTAS DE GENERACIÓN ELÉCTRICA

Planta	Sociedad	Tipo	Participación Cemig (%)	Capacidad Instalada (MW)	Energía asegurada (MW Medios)	Capacidad Instalada (MW) *	Energía asegurada (MW Médió) *	Expiración
Emborcação	CEMIG GT	UHE	100,00%	1.192,00	499,70	1.192,00	499,70	23/07/2025
Nova Ponte	CEMIG GT	UHE	100,00%	510,00	270,10	510,00	270,10	23/07/2025
Irapé	CEMIG GT	UHE	100,00%	399,00	207,90	399,00	207,90	28/02/2035
Igarapé	CEMIG GT	UTE	100,00%	131,00	71,30	131,00	71,30	13/08/2024
Queimado	CEMIG GT	UHE	82,50%	105,00	67,90	86,63	56,02	02/01/2033
Volta do Rio	CEMIG GT	EOL	49,00%	42,00	18,41	20,58	9,02	26/12/2031
Praias de Parajuru	CEMIG GT	EOL	49,00%	28,80	8,39	14,11	4,11	24/09/2032
Praia do Morgado	CEMIG GT	EOL	49,00%	28,80	13,20	14,11	6,47	26/12/2031
Paracambi (Cemig)	CEMIG GT	PCH	49,00%	25,00	19,53	12,25	9,57	19/02/2031
Rio de Pedras	CEMIG GT	PCH	100,00%	9,28	2,15	9,28	2,15	19/09/2024
Poço Fundo	CEMIG GT	PCH	100,00%	9,16	5,79	9,16	5,79	19/08/2025
São Bernardo	CEMIG GT	PCH	100,00%	6,82	3,42	6,82	3,42	19/08/2025
Paraúna	CEMIG GT	PCH	100,00%	4,28	1,90	4,28	1,90	-
Salto Morais	CEMIG GT	PCH	100,00%	2,39	0,60	2,39	0,60	01/07/2020
Sumidouro	CEMIG GT	PCH	100,00%	2,12	0,53	2,12	0,53	08/07/2015
Anil	CEMIG GT	PCH	100,00%	2,08	1,10	2,08	1,10	08/07/2015
Xicão	CEMIG GT	PCH	100,00%	1,81	0,61	1,81	0,61	19/08/2025
Luiz Dias	CEMIG GT	PCH	100,00%	1,62	0,61	1,62	0,61	19/08/2025
Central Mineirão	CEMIG GT	UFV	100,00%	1,42	-	1,42	-	-
Santa Marta	CEMIG GT	PCH	100,00%	1,00	0,58	1,00	0,58	08/07/2015
Pissarrão	CEMIG GT	PCH	100,00%	0,80	0,55	0,80	0,55	19/11/2004
Jacutinga	CEMIG GT	PCH	100,00%	0,72	0,57	0,72	0,57	Não Tem
Santa Luzia	CEMIG GT	PCH	100,00%	0,70	0,23	0,70	0,23	25/02/2026
Lages *	CEMIG GT	PCH	100,00%	0,68	0,54	0,68	0,54	24/06/2010
Três Marias	CEMIG G. TRÊS MARIAS	UHE	100,00%	396,00	239,00	396,00	239,00	04/01/2046
Salto Grande	CEMIG G. SALTO GRANDE	UHE	100,00%	102,00	75,00	102,00	75,00	04/01/2046
Itutinga	CEMIG G. ITUTINGA	UHE	100,00%	52,00	28,00	52,00	28,00	04/01/2046
Camargos	CEMIG G. CAMARGOS	UHE	100,00%	46,00	21,00	46,00	21,00	04/01/2046
Peti	CEMIG G. LESTE	PCH	100,00%	9,40	6,18	9,40	6,18	04/01/2046
Tronqueiras	CEMIG G. LESTE	PCH	100,00%	8,50	3,39	8,50	3,39	04/01/2046
Ervália	CEMIG G. LESTE	PCH	100,00%	6,97	4,66	6,97	4,66	04/01/2046
Neblina	CEMIG G. LESTE	PCH	100,00%	6,47	0,35	6,47	0,35	04/01/2046
Dona Rita	CEMIG G. LESTE	PCH	100,00%	2,40	1,03	2,40	1,03	04/01/2046
Sinceridade	CEMIG G. LESTE	PCH	100,00%	1,42	3,59	1,42	3,59	04/01/2046
Gafanhoto	CEMIG G. OESTE	PCH	100,00%	14,00	6,68	14,00	6,68	04/01/2046
Martins	CEMIG G. OESTE	PCH	100,00%	7,70	1,84	7,70	1,84	04/01/2046
Cajuru	CEMIG G. OESTE	PCH	100,00%	7,20	2,69	7,20	2,69	04/01/2046
Piau	CEMIG G. SUL	PCH	100,00%	18,01	13,53	18,01	13,53	04/01/2046
Joasal	CEMIG G. SUL	PCH	100,00%	8,40	5,20	8,40	5,20	04/01/2046
Cel. Domiciano	CEMIG G. SUL	PCH	100,00%	5,04	3,03	5,04	3,03	04/01/2046
Paciência	CEMIG G. SUL	PCH	100,00%	4,08	2,36	4,08	2,36	04/01/2046
Marmelos	CEMIG G. SUL	PCH	100,00%	4,00	2,74	4,00	2,74	04/01/2046
Sá Carvalho	Sá Carvalho S.A	UHE	100,00%	78,00	56,10	78,00	56,10	01/12/2024
Rosal	Rosal Energia	UHE	100,00%	55,00	29,10	55,00	29,10	08/05/2032
Pai Joaquim	CEMIG PCH	PCH	100,00%	23,00	13,91	23,00	13,91	01/04/2032
Salto Voltão	Horizontes Energia	PCH	100,00%	8,20	7,36	8,20	7,36	04/10/2030
Salto do Passo Velho	Horizontes Energia	PCH	100,00%	1,80	1,64	1,80	1,64	04/10/2030
Machado Mineiro	Horizontes Energia	PCH	100,00%	1,72	1,14	1,72	1,14	08/07/2025
Ámorés	ALIANÇA	UHE	45,00%	330,00	181,90	148,50	81,86	20/12/2035
Amador Aguiar I (Capim Branco I)	ALIANÇA	UHE	39,32%	240,00	154,40	94,36	60,70	29/08/2036
Igarapava	ALIANÇA	UHE	23,69%	210,00	134,20	49,75	31,80	30/12/2028
Amador Aguiar II (Capim Branco II)	ALIANÇA	UHE	39,32%	210,00	131,70	82,56	51,78	29/08/2036
Funil	ALIANÇA	UHE	45,00%	180,00	84,60	81,00	38,07	20/12/2035
Porto Estrela	ALIANÇA	UHE	30,00%	112,00	61,80	33,60	18,54	10/07/2032
Candonga	ALIANÇA	UHE	22,50%	-	-	-	-	25/05/2035
Baguari	BAGUARI ENERGIA	UHE	34,00%	140,00	84,70	47,60	28,80	15/08/2041
Cachoeirão	Hidrelétrica Cachoeirão	PCH	49,00%	27,00	16,37	13,23	8,02	25/07/2030
Pipoca	Hidrelétrica Pipoca	PCH	49,00%	20,00	11,90	9,80	5,83	10/09/2031
	Light Energia	PCH	48,86%	855,14	620,70	417,82	303,27	
Paracambi (Light)	Lightger	PCH	24,92%	25,00	19,53	6,23	4,87	16/02/2031
	Renova Energia	EOL	44,62%	386,10	196,10	172,27	87,50	
	Renova Energia	PCH	44,62%	41,80	24,40	18,65	10,89	
	Brasil PCH	PCH	22,76%	291,00	192,68	66,22	43,85	
Belo Monte	Norte	UHE	12,91%	5.121,99	4.571,00	661,04	589,93	26/08/2045
Retiro Baixo	Retiro Baixo Energética	UHE	49,90%	82,00	36,60	40,92	18,26	25/08/2041
Santo Antônio	SAE	UHE	18,13%	3.568,30	2.424,00	646,90	439,45	12/06/2046

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

UHE: Gran hidroeléctrica PCH: Pequeña hidroeléctrica EOL: Eólica

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

## INGRESOS REGULADOS DE LA ACTIVIDAD DE TRANSPORTE DE ELECTRICIDAD (“RAP”)<sup>8</sup>: Ciclo 2017-2018

Resolución Homologatoria ANEEL nº2.258/2017*				
Ingresos anuales regulados -("RAP")	"RAP"	% Cemig	Cemig Consolidado	Cemig GT
Cemig GT	687.018.817	100,00%	687.018.817	709.016.589
Cemig Itajuba	21.997.772	100,00%	21.997.772	
Transleste	40.803.987	25,00%	5.950.581	
Transudeste	25.290.697	24,00%	3.540.698	
Transirapé	33.123.484	24,50%	4.733.898	
Centroeste	17.399.265	51,00%	8.873.625	
Taesa		32,00%	816.937.362	
Transleste	40.803.987	5,00%	2.040.199	
Transudeste	25.290.697	5,00%	1.264.535	
Transirapé	33.123.484	5,00%	1.656.174	
ETEO	88.077.706	100,00%	28.184.866	
ETAU	24.216.647	52,58%	4.074.891	
NOVATRANS	517.164.423	100,00%	165.492.616	
TSN	427.855.624	100,00%	136.913.800	
GTESA	9.361.375	100,00%	2.995.640	
PATESA	25.008.641	100,00%	8.002.765	
Munirah	36.484.440	100,00%	11.675.021	
Brasnorte	10.062.251	38,66%	1.244.966	
São Gotardo	5.203.930	100,00%	1.665.258	
Abengoa				
NTE	153.424.301	100,00%	49.095.776	
STE	81.598.032	100,00%	26.111.370	
ATEI	149.036.948	100,00%	47.691.823	
ATEII	230.277.807	100,00%	73.688.898	
ATEIII	116.301.579	100,00%	37.216.505	
TBE				
EATE	177.139.821	49,98%	88.538.694	
STC	17.592.992	39,99%	7.034.930	
Lumitrans	10.651.737	39,99%	4.259.193	
ENTE	112.564.897	49,99%	56.270.002	
ERTE	25.266.463	49,99%	12.629.871	
ETEP	28.183.293	49,98%	14.087.265	
ECTE	9.074.626	19,09%	1.732.599	
EBTE	34.269.232	74,49%	25.527.494	
ESDE	6.548.398	49,98%	3.273.180	
ETSE	3.722.327	19,09%	710.696	
Light	8.941.679	43,15%	3.858.335	
<b>"RAP" TOTAL CEMIG</b>			<b>1.507.814.513</b>	<b>709.016.589</b>

\* Ingresos regulados em vigor del 1 de julio de 2017 al 30 de junio de 2018.

<sup>8</sup> N.T. El régimen retributivo de las empresas concesionarias de transporte de electricidad se basa en un modelo de ingresos regulados denominado “Ingreso Anual Permitido”, el cual es revisado cada cuatro años por el regulador ANEEL. En el cálculo del Ingreso Anual Permitido se toman en consideración las inversiones hechas por cada empresa concesionaria, los costos de operación y mantenimiento y una tasa adecuada de retorno. La retribución no se calcula con base en la cantidad de energía transportada, sino en la capacidad puesta a disposición del Sistema Eléctrico Interconectado de Brasil (SIN).

## TABLAS CEMIG DISTRIBUIÇÃO, S.A. (CEMIG D)

(Cifras expresadas en millones de Reales brasileños)

MERCADO CEMIG D				
TRIMESTRE	(GWh)			GW
	CAUTIVO	TUSD ENERGIA1	E.T.D2	TUSD DEMANDA3
1T 2016	6.408	4.053	10.460	29
2T 2016	6.711	4.497	11.208	29
3T 2016	6.365	4.424	10.788	29
4T 2016	6.402	4.409	10.811	30
1T 2017	6.249	4.274	10.523	30
2T 2017	6.314	4.287	10.601	31
3T 2017	6.232	4.586	10.817	31
4T 2017	6.221	4.591	10.813	31

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

(2) La energía distribuida total

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

Ingresos de Explotación	4T17	4T16	Δ%	2017	2016	Δ%
Ventas a consumidores finales	4.374	4.260	3	16.443	16.687	(1)
Peaje por el uso de la red de distribución (TUSD)	389	367	6	1.643	1.741	(6)
Transacciones de energía en la CCEE	840	(518)	-	988	(1.455)	-
Ingreso de construcción	339	248	37	1.045	1.102	(5)
Otros ingresos de explotación	496	283	75	1.371	1.141	20
<b>Subtotal</b>	<b>6.439</b>	<b>4.640</b>	<b>39</b>	<b>21.490</b>	<b>19.216</b>	<b>12</b>
Impuestos y costes regulatorios	(2.408)	(2.045)	18	(9.177)	(8.620)	6
<b>Ingresos de explotación, netos</b>	<b>4.031</b>	<b>2.596</b>	<b>55</b>	<b>12.312</b>	<b>10.597</b>	<b>16</b>

Gastos de Explotación - CEMIG D Cifras en millones de Reales	4T17	4T16	var%	2017	2016	Δ%
Energía Eléctrica Adquirida	246	295	(17)	1.123	1.147	(2)
Personal / Administradores / Consejeros	(15)	(17)	(10)	3	10	(73)
Depreciaciones y Amortizaciones	(381)	65	-	(180)	231	-
Cargos por Uso de la Red Básica de Transmisión	11	13	(11)	43	42	3
Servicios Subcontratados a Terceros	234	201	16	785	674	16
Empleados	2.066	1.403	47	6.783	5.260	29
Materiales	160	157	2	561	525	7
Provisiones de Explotación	121	174	(30)	469	544	(14)
Costes de construcción	341	154	121	1.002	760	32
Otros Gastos	339	248	37	1.045	1.102	(5)
Participación de los empleados en los resultados	168	110	53	408	395	3
<b>Total</b>	<b>3.290</b>	<b>2.801</b>	<b>17</b>	<b>12.043</b>	<b>10.688</b>	<b>13</b>

Estado de Resultados	4T17	4T16	var%	2017	2016	Δ%
Ingresos Netos	4.031	2.596	55	12.312	10.597	16
Gastos de Explotación	3.290	2.801	17	12.043	10.688	13
<b>EBIT</b>	<b>740</b>	<b>(206)</b>	<b>-</b>	<b>270</b>	<b>(92)</b>	<b>-</b>
<b>EBITDA</b>	<b>901</b>	<b>(49)</b>	<b>-</b>	<b>831</b>	<b>433</b>	<b>92</b>
Resultado Financiero	(104)	(85)	22	(418)	(335)	25
Contribución Social e Impuesto a la Renta Diferido	(215)	80	-	31	103	(70)
<b>Beneficio Neto</b>	<b>421</b>	<b>(211)</b>	<b>-</b>	<b>(117)</b>	<b>(324)</b>	<b>(64)</b>

## TABLAS CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO, S.A. (CEMIG GT)

(Cifras expresadas en millones de Reales brasileños)

Ingresos de Explotación	4T17	4T16	var%	2017	2016	var%
Ventas a consumidores finales	1.027	864	19	3.945	3.647	8
Ventas a otros distribuidores	878	956	(8)	3.191	2.930	9
Retorno sobre la Contraprestación a Cambio de los Derechos de Explotación	191	111	72	519	410	27
Transacciones de energía en el ámbito de la CCEE	76	87	(12)	317	300	6
Ingresos por el uso de la red de transmisión	14	17	(22)	25	54	(54)
Ingreso de construcción	130	15	746	651	152	327
Ingreso de Indemnización de transmisión	77	59	32	373	751	(50)
Ingreso de Indemnización de generación	12	-	-	272	-	-
Otros ingresos de explotación	16	16	-	46	37	24
<b>Subtotal</b>	<b>2.422</b>	<b>2.126</b>	<b>14</b>	<b>9.339</b>	<b>8.281</b>	<b>13</b>
Impuestos y costes regulatorios	(352)	(410)	(14)	(1.552)	(1.472)	5
<b>Ingresos de explotación, netos</b>	<b>2.070</b>	<b>1.716</b>	<b>21</b>	<b>7.787</b>	<b>6.809</b>	<b>14</b>

Gastos de Explotación	4T17	4T16	var%	2017	2016	var%
Gastos de personal (incluye administradores y consejeros)	83	98	(16)	383	379	1
Participación en beneficios	(5)	(5)	-	1	1	15
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	(121)	21	-	(59)	77	-
Materiales	5	4	28	14	13	5
Materias Primas y suministros de producción energética	10	-	-	10	-	-
Servicios exteriores	47	42	10	143	141	2
Depreciaciones y amortizaciones	35	41	(15)	158	183	(13)
Reservas operativas	43	35	23	150	98	53
Cargos por el uso de la red de transmisión	93	88	6	350	318	10
Compras de energía eléctrica	1.179	760	55	4.170	3.052	37
Costes de construcción	14	17	(22)	25	54	(54)
Otros gastos de explotación	86	31	180	126	78	63
<b>Total</b>	<b>1.468</b>	<b>1.132</b>	<b>30</b>	<b>5.472</b>	<b>4.393</b>	<b>25</b>

Estado de Resultados	4T17	4T16	var%	2017	2016	var%
Ingresos netos	2.070	1.716	21	7.787	6.809	14
Gastos de explotación	1.468	1.132	30	5.472	4.393	25
<b>Margen de explotación (EBIT)</b>	<b>603</b>	<b>584</b>	<b>3</b>	<b>2.315</b>	<b>2.416</b>	<b>(4)</b>
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(361)	(292)	(24)	(519)	(448)	16
<b>Resultado bruto de explotación (EBITDA)</b>	<b>277</b>	<b>(430)</b>	<b>(164)</b>	<b>1.954</b>	<b>1.388</b>	<b>41</b>
Resultado financiero	(219)	(268)	(18)	(948)	(1.143)	(17)
Provisión para impuestos corrientes y diferidos (impuesto sobre beneficios y contribución social)	(120)	274	-	(420)	7	-
<b>Beneficio neto</b>	<b>(97)</b>	<b>(465)</b>	<b>(79)</b>	<b>428</b>	<b>70</b>	<b>513</b>

## TABLAS COMPANHIA ENERGÉTICA DE MINAS GERAIS – CEMIG CONSOLIDADO

(Cifras expresadas en millones de Reales brasileños)

Ventas de Energía (GWh)	4T17	4T16	Δ%	2017	2016	Δ%
Residencial	2.518	2.510	-	10.008	9.916	1
Industrial	4.598	4.953	(7)	17.761	19.494	(9)
Comercial	1.926	1.665	16	7.507	6.573	14
Rural	882	875	1	3.651	3.575	2
Otros	881	885	-	3.534	3.488	1
<b>Subtotal</b>	<b>10.806</b>	<b>10.888</b>	<b>(1)</b>	<b>42.462</b>	<b>43.046</b>	<b>(1)</b>
Consumo Propio	11	10	11	37	37	1
Suministro a otras concesionarias	3.610	3.695	(2)	12.777	12.508	2
<b>TOTAL</b>	<b>14.426</b>	<b>14.593</b>	<b>(1)</b>	<b>55.277</b>	<b>55.592</b>	<b>(1)</b>

Ventas de Energía (R\$)	4T17	4T16	Δ%	2017	2016	Δ%
Residencial	2.045	2.000	2	7.842	7.819	-
Industrial	1.273	1.353	(6)	4.907	5.396	(9)
Comercial	1.123	1.089	3	4.342	4.359	-
Rural	425	390	9	1.629	1.463	11
Otros	440	414	6	1.658	1.620	2
<b>Ventas de energía eléctrica Consumidores finales</b>	<b>5.306</b>	<b>5.247</b>	<b>1</b>	<b>20.378</b>	<b>20.657</b>	<b>(1)</b>
Energía eléctrica no facturada, neta	570	39	1.368	1.596	60	2.571
Suministro a otras concesionarias	438	829	(47)	1.728	2.713	(36)
<b>TOTAL</b>	<b>6.314</b>	<b>6.114</b>	<b>3</b>	<b>23.701</b>	<b>23.430</b>	<b>1</b>

Ingresos de Explotación	4T17	4T16	Δ%	2017	2016	Δ%
Ventas a consumidores finales	5.411	5.153	5	20.438	20.458	(0)
Peaje de distribución (TUSD)	380	357	6	1.611	1.705	(6)
Suministro eléctrico a otras concesionarias	902	961	(6)	3.263	2.972	10
Transacciones de energía en el ámbito de la CCEE	324	22	1.378	860	161	435
CVA y Otros componentes financieros	840	(518)	-	988	(1.455)	-
Retorno sobre la Contraprestación a Cambio de los derechos de explotación	76	87	(12)	317	300	6
Ingresos por el uso de la red principal de transmisión	150	84	78	371	312	19
Ingreso de construcción	382	275	39	1.119	1.193	(6)
Suministro de gas	453	407	11	1.759	1.444	22
Ingresos Indemnización Transmisión	77	59	32	373	751	(50)
Otros ingresos de explotación	393	341	15	1.492	1.429	4
<b>Subtotal</b>	<b>9.401</b>	<b>7.229</b>	<b>30</b>	<b>32.862</b>	<b>29.269</b>	<b>12</b>
Deducciones	(2.843)	(2.563)	11	(11.151)	(10.497)	6
<b>Ingresos de explotación, netos</b>	<b>6.558</b>	<b>4.666</b>	<b>41</b>	<b>21.712</b>	<b>18.773</b>	<b>16</b>

Gastos de Explotación	4T17	4T16	Δ%	2017	2016	Δ%
Gastos de personal	351	426	(18)	1.627	1.643	(1)
Participación de los empleados en los resultados	(21)	(23)	(8)	5	7	(37)
Prestaciones post-empleo (Forluz)	(522)	96	(644)	(229)	345	(166)
Materiales	17	17	2	61	58	5
Materias primas e insumos para la producción de energía eléctrica	10	-	-	10	-	-
Servicios Subcontratados a Terceros	293	266	10	974	867	12
Energía eléctrica adquirida para reventa	3.234	2.146	51	10.919	8.273	32
Depreciaciones y Amortizaciones	233	233	-	850	834	2
Provisiones de Explotación	295	(10)	-	854	704	21
Cargos por Uso de la Red principal de Transmisión	383	206	86	1.174	947	24
Compras de gas	281	254	11	1.071	877	22
Costes de construcción	382	275	39	1.119	1.193	(6)
Otros gastos de explotación	71	(219)	-	383	154	149
<b>Total</b>	<b>5.008</b>	<b>3.667</b>	<b>37</b>	<b>18.817</b>	<b>15.903</b>	<b>18</b>

Desglose del Resultado Financiero	4T17	4T16	Δ%	2017	2016	Δ%
<b>Ingresos financieros</b>	<b>254</b>	<b>206</b>	<b>23</b>	<b>804</b>	<b>1.041</b>	<b>(23)</b>
Ingresos provenientes de inversiones financieras	34	97	(65)	205	317	(35)
Recargos por mora sobre facturas de energía eléctrica	68	65	4	261	277	(6)
Diferencias de cambio	(1)	6	-	19	62	(69)
Variación monetaria	123	48	156	237	152	56
Variación monetaria - CVA	-	(3)	(100)	-	204	(100)
Impuestos sobre la renta financiera	(17)	(34)	(48)	(53)	(88)	(40)
Otros ingresos financieros	47	27	75	134	117	15
<b>Gastos financieros</b>	<b>(528)</b>	<b>(590)</b>	<b>(11)</b>	<b>(1.800)</b>	<b>(2.478)</b>	<b>(27)</b>
Cargas financieras sobre préstamos y financiaciones	(332)	(496)	(33)	(1.534)	(1.928)	(20)
Diferencias de cambio	(60)	(16)	273	(73)	(35)	106
Variación monetaria: préstamos y financiaciones	(34)	(13)	163	(109)	(245)	(56)
Variación monetaria: concesiones a título oneroso	(1)	-	-	0	(3)	-
beneficios sociales	(17)	(16)	7	(65)	(103)	(36)
Otros gastos financieros	(84)	(49)	71	(20)	(163)	(88)
<b>RESULTADO FINANCIERO</b>	<b>(275)</b>	<b>(384)</b>	<b>(29)</b>	<b>(997)</b>	<b>(1.437)</b>	<b>(31)</b>

Estado de Resultados Consolidado	4T17	4T16	Δ%	2017	2016	Δ%
Ingresos netos	6.558	4.666	41	21.712	18.773	16
Gastos de explotación	5.008	3.667	37	18.817	15.903	18
<b>Resultado de explotación</b>	<b>1.550</b>	<b>999</b>	<b>55</b>	<b>2.895</b>	<b>2.870</b>	<b>1</b>
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	(232)	(349)	(34)	(252)	(302)	(16)
Ajuste de la devaluación en Inversiones	-	(763)	(100)	-	(763)	(100)
<b>EBITDA</b>	<b>1.552</b>	<b>120</b>	<b>1.191</b>	<b>3.492</b>	<b>2.639</b>	<b>32</b>
Resultado financiero	(275)	(384)	(29)	(997)	(1.437)	(31)
Provisión para impuestos corrientes y diferidos (impuesto sobre sociedades y contribución social)	(440)	191	(330)	(644)	(33)	1.842
<b>Beneficio neto</b>	<b>604</b>	<b>(306)</b>	<b>(297)</b>	<b>1.002</b>	<b>335</b>	<b>199</b>

<b>ESTADO DE FLUJOS DE EFECTIVO</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>	<b>Δ%</b>
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al principio del período</b>	<b>995</b>	<b>925</b>	<b>8</b>
<b>Flujos de efectivo de las actividades de explotación</b>	<b>580</b>	<b>1.213</b>	<b>(52)</b>
Resultado del período	1.002	335	199
Impuestos (impuesto sobre beneficios y contribución social)	644	33	1.842
Amortizaciones y pérdidas por deterioro	850	834	2
Garantía concesional de suficiencia tarifaria: cuenta CVA (costes no controlables) y otros componentes financieros	(403)	1.796	-
Resultado de entidades valoradas por el método de la participación	252	302	16
Provisión (reversión) para pérdidas	854	704	21
Cobro de dividendos de participadas	354	683	(48)
Pagos por intereses sobre préstamos y financiaciones	(1.797)	(2.369)	(24)
Otros ajustes del resultado	(359)	(1.049)	66
<b>Flujos de efectivo de las actividades de financiación</b>	<b>(158)</b>	<b>(529)</b>	<b>70</b>
Préstamos, financiaciones y obligaciones	3.297	5.737	(43)
Pagos por préstamos y financiaciones	(4.131)	(5.592)	(26)
Pagos por dividendos e intereses sobre capital propio	(540)	(675)	(20)
Adelanto para el futuro Aumento de capital	1.215	-	-
<b>Flujos de efectivo de las actividades de inversión</b>	<b>(386)</b>	<b>(614)</b>	<b>(37)</b>
Inversiones financieras	(4)	1.401	(100)
Adquisición de participaciones y aportaciones de capital en participadas	474	(506)	-
Adquisición de inmovilizado material, activos intangibles y otros	(856)	(1.508)	(43)
<b>Efectivo y equivalentes al efectivo al final del período</b>	<b>1.030</b>	<b>995</b>	<b>4</b>
<b>Efectivo disponible</b>	<b>2.118</b>	<b>2.040</b>	

BALANCE GENERAL CONSOLIDADO - ACTIVO	2017	2016
<b>ACTIVOS CORRIENTES</b>	<b>8.537</b>	<b>8.285</b>
Efectivo y otros activos líquidos equivalentes	1.030	995
Instrumentos financieros de renta fija	1.058	1.014
Cuentas a cobrar: consumidores y revendedores	3.885	3.425
Activos financieros asociados a las concesiones	848	730
Impuestos compensables	174	236
Activo por impuestos: impuesto sobre beneficios y contribución social recuperables	340	590
Cobro de dividendos	77	11
Fondos vinculados	106	367
Existencias	38	49
(CDE)	73	64
Otros activos corrientes	907	803
<b>ACTIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>33.702</b>	<b>33.750</b>
Instrumentos financieros de renta fija	30	31
Cuentas a cobrar: consumidores y revendedores	255	146
Impuestos compensables	231	178
Activo por impuestos: impuesto sobre beneficios y contribución social recuperables	21	112
Activo por impuestos diferidos: impuesto sobre beneficios y contribución social	1.871	1.797
Depósitos judiciales	2.336	1.887
Otros activos no corrientes	644	1.279
Activo financiero: concesiones	6.605	4.971
Inversiones	7.792	8.753
Inmovilizado material	2.762	3.775
Inmovilizado intangible	11.156	10.820
<b>TOTAL ATIVO</b>	<b>42.239</b>	<b>42.036</b>

<b>BALANCE GENERAL CONSOLIDADO - PASIVO</b>	<b>2017</b>	<b>2016</b>
<b>PASIVOS CORRIENTES</b>	<b>8.662</b>	<b>11.447</b>
Acreedores comerciales: proveedores	2.343	1.940
Cargas regulatorias	513	381
Participación en beneficios	9	18
Impuestos, tasas y contribuciones especiales	705	794
Pasivo por impuestos: impuesto sobre beneficios y contribución social	115	27
Pagos de intereses sobre capital propio y dividendos	428	467
Deuda a corto plazo: préstamos y financiaciones	2.371	4.837
Personal: remuneraciones y cargas sociales	207	225
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	232	199
Otros pasivos corrientes	1.233	1.412
<b>PASIVOS NO CORRIENTES</b>	<b>19.246</b>	<b>17.654</b>
Costes regulatorios	250	455
Préstamos y financiaciones	12.027	10.342
Impuestos, tasas y contribuciones especiales	28	724
Pasivo por impuestos: impuesto sobre beneficios y contribución social	735	582
Provisiones	678	815
Prestaciones post-empleo y otros beneficios sociales	3.954	4.043
Otros pasivos no corrientes	1.266	502
<b>PATRIMONIO NETO</b>	<b>14.326</b>	<b>12.930</b>
Capital suscrito	6.294	6.294
Reservas de capital	1.925	1.925
Reservas procedentes de beneficios no repartidos	5.729	5.200
Ajustes por valoración del patrimonio neto	(837)	(488)
Resultados acumulados	1.215	-
INTERESES MINORITARIOS	4	4
<b>TOTAL PASIVO</b>	<b>42.239</b>	<b>42.036</b>

#### 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.