

SUMÁRIO

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2017.....	2
MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO	2
A CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO	4
AMBIENTE REGULATÓRIO.....	16
DESEMPENHO DE NOSSOS NEGÓCIOS.....	19
PROPOSTA DE DESTINAÇÃO DO RESULTADO SOCIETÁRIO	28
GOVERNANÇA CORPORATIVA.....	28
RELACIONAMENTO COM OS AUDITORES INDEPENDENTES.....	29
INVESTIMENTOS	30
PROGRAMA DE DESINVESTIMENTO.....	30
AUDITORIA E GERENCIAMENTO DE RISCOS.....	31
GESTÃO TECNOLÓGICA E INOVAÇÃO.....	32
RESPONSABILIDADE SOCIAL.....	33
CONSIDERAÇÕES FINAIS	38
COMPOSIÇÃO DOS CONSELHOS, DO COMITÊ DE AUDITORIA E DA DIRETORIA	39
BALANÇOS PATRIMONIAIS.....	40
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS.....	42
DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS ABRANGENTES.....	43
DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO.....	44
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA.....	45
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS	47
1. CONTEXTO OPERACIONAL	47
2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS	51
3. DAS CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES.....	56
4. SEGMENTOS OPERACIONAIS.....	61
5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA.....	64
6. INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS.....	64
7. CONSUMIDORES, REVENDEDORES E CONCESSIONÁRIOS – TRANSPORTE DE ENERGIA.....	66
8. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A RECUPERAR	68
9. TRIBUTOS DIFERIDOS	68
10. DESPESA COM IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL.....	70
11. DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES.....	70
12. INVESTIMENTOS	71
13. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL.....	88
14. FORNECEDORES	94
15. TRIBUTOS.....	94
16. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES.....	95
17. ENCARGOS SETORIAIS.....	101
18. BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO	102
19. PROVISÕES PARA LITÍGIOS.....	107
20. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA	114
21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS.....	114
22. RECEITA.....	118
23. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS.....	119
24. CUSTOS GERENCIÁVEIS	119
25. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS.....	121
26. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS.....	122
27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS	124
28. MENSURAÇÃO PELO VALOR JUSTO.....	135
29. SEGUROS.....	137
30. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS	137
31. COMPOSIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA PARA FINS DE INDENIZAÇÃO	137
32. NOTAS DE CONCILIAÇÃO.....	139
33. EVENTOS SUBSEQUENTES.....	149
RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS.....	154
TERMO DE RESPONSABILIDADE	164

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2017

Senhores acionistas,

A Cemig Geração e Transmissão (“Companhia” ou “Cemig GT”) submete à apreciação de V.Sas. o Relatório da Administração em conjunto com as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório dos Auditores Independentes referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017 e as declarações dos diretores que revisaram as demonstrações contábeis regulatórias e o respectivo relatório dos auditores independentes.

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Em nossa mensagem do ano anterior nós destacávamos os desafios e dificuldades no ambiente macroeconômico, e para a Cemig, em especial, ter que lidar com um mercado de energia ainda retraído e com custos financeiros para rolagem de nossa dívida ainda muito elevados em função da maior percepção de risco em relação ao País.

Concluindo o ano de 2017, entendemos ter boas notícias aos nossos acionistas e à sociedade dos importantes avanços que foram obtidos na gestão da Cemig.

Iniciando pela gestão da dívida, tínhamos aproximadamente R\$5,3 bilhões de dívidas com vencimento nos anos de 2017 e 2018. Após mais de 20 anos ausente do mercado internacional de dívida, fizemos a captação de recursos no exterior de US\$1 bilhão (R\$3,2 bilhões) em bonds, com vencimento em 2024. Além disso, fizemos o reperfilamento de R\$0,7 bilhão da nossa dívida. Essas duas iniciativas, em conjunto, equilibraram o nosso fluxo de caixa, alongaram o prazo médio de nossas dívidas, além de aprimorar a nossa qualidade de crédito.

Adicionalmente, de forma a melhorar a nossa liquidez e redução do endividamento, anunciamos em junho de 2017 o nosso programa de desinvestimento, com priorização da alienação de ativos com maior liquidez, que não trazem retorno no curto prazo ou que não sejam estratégicos. Apesar das dificuldades e complexidades inerentes aos processos de alienação, estamos confiantes que as ações que estamos realizando trarão resultados positivos em 2018, o que permitirá a redução de forma mais acentuada e acelerada da alavancagem da Companhia.

Continuamos na busca de melhoria da nossa eficiência operacional. Implementamos um novo programa de desligamento voluntário que teve a adesão em 2017 de 249 empregados, que certamente terá efeitos positivos nos próximos anos na redução das despesas operacionais da Companhia.

Nosso resultado líquido foi prejuízo de R\$196 milhões, em comparação ao lucro obtido em 2016, de R\$41 milhões. Nossa geração de caixa, medida pelo Lajida, reduziu 40,86%, de R\$1.417 milhões em 2016 para R\$838 milhões em 2017.

No que se refere ao negócio de transmissão, a definição das regras de indenização dos ativos no ano anterior nos garantiu um fluxo de caixa estável para os próximos anos que permitiu a aprovação de um programa plurianual de investimentos para a Companhia, de R\$1,1 bilhão, que viabilizará, no futuro, a agregação de novas receitas decorrentes desses investimentos.

Em nosso negócio de geração de energia, ressalta-se a indenização superior a R\$1 bilhão prevista para os projetos básicos das usinas de São Simão e Miranda. Estamos em discussão com o Governo Federal dos critérios de mensuração dessa indenização em busca de uma justa indenização para os investimentos realizados pela Companhia.

Além de todas as ações mencionadas que implementamos, que trazem uma agregação de valor para a Companhia, as expectativas macroeconômicas de aumento do PIB em 2018 e redução nas taxas de juros tem um efeito positivo direto para a Empresa, que se traduz em redução da inadimplência, redução nos custos financeiros da dívida e melhoria no mercado de energia.

Continuamos a ser reconhecidos pela sustentabilidade e responsabilidade social presente em nossas operações. A Cemig, nossa controladora, foi mais uma vez incluída no Índice de Sustentabilidade Empresarial da BM&F/Bovespa e no Índice Dow Jones de Sustentabilidade, no qual está presente desde 1999. A Cemig é signatária do Pacto Global da Organização das Nações Unidas e tem posição de destaque em vários outros ratings de sustentabilidade nacionais e internacionais que representam o reconhecimento de suas ações nesse sentido.

Concluindo, estamos otimistas com o futuro, que através da nossa capacidade de gestão, da competência e comprometimento de nossos colaboradores, construiremos uma história positiva para a Companhia nos próximos anos, com o retorno adequado e sustentável dos investimentos, presentes em dezenas de países e em todos os continentes.

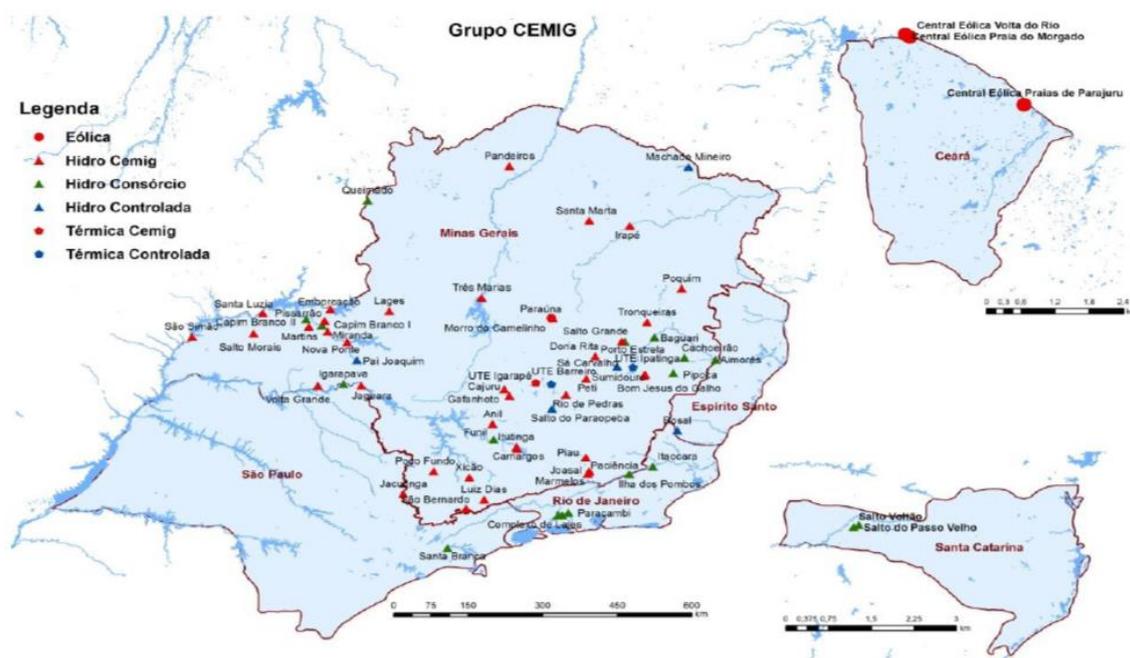
Agradecemos o comprometimento e talento dos nossos colaboradores, acionistas e demais partes interessadas no esforço convergente de manter o reconhecimento da Cemig como a melhor energia do Brasil.

A CEMIG GERAÇÃO E TRANSMISSÃO

Desde a sua criação, a Cemig Geração e Transmissão sempre demonstrou vocação para a geração de energia elétrica através de hidrelétricas. Com grandes obras e imensos desafios, a Companhia marcou a história dos grandes empreendimentos pela sua engenharia e porte das usinas que construiu. Minas Gerais contribui para essa vocação com seu vasto potencial hidráulico natural e também o seu potencial eólico, mapeado pela Cemig através do lançamento do Atlas Eólico de Minas Gerais.

A Companhia possui participação em 59 usinas, sendo 54 usinas hidrelétricas, 3 eólicas, 1 termelétrica e 1 solar e linhas de transmissão pertencentes, na maior parte, à Rede Básica do Sistema Brasileiro de Geração e Transmissão, com capacidade instalada de 4.854 MW.

O mapa a seguir mostra a localização das usinas de geração de energia elétrica em operação da Cemig Geração e Transmissão, incluindo as controladas em conjunto.



Parque gerador – características físicas

Usina	Potência Total	Garantia Física Total	Participação Cemig	Potência Cemig	Garantia Física Cemig	Tipo de Usina	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Emborcação	1.192,00	497,00	100%	1.192,00	497,00	UHE	1982	23/07/2025
Nova Ponte	510,00	276,00	100%	510,00	276,00	UHE	1994	23/07/2025
Irapé	399,00	210,70	100%	399,00	210,70	UHE	2006	28/02/2035
Três Marias	396,00	239,00	100%	396,00	239,00	UHE	1962	04/01/2046
Igarapé	131,00	71,30	100%	131,00	71,30	UTE	1978	13/08/2024
Salto Grande	102,00	22,50	100%	102,00	22,50	UHE	1956	04/01/2046
Sá Carvalho	78,00	58,00	100%	78,00	58,00	UHE	1951	01/12/2024
Rosal	55,00	30,00	100%	55,00	30,00	UHE	1999	08/05/2032
Itutinga	52,00	8,40	100%	52,00	8,40	UHE	1955	04/01/2046
Camargos	46,00	6,30	100%	46,00	6,30	UHE	1960	04/01/2046
Pai Joaquim	23,00	13,91	100%	23,00	13,91	PCH	2004	01/04/2032
Piau	18,01	4,06	100%	18,01	4,06	PCH	1955	04/01/2046
Gafanhoto	14,00	2,00	100%	14,00	2,00	PCH	1946	04/01/2046
Peti	9,40	1,85	100%	9,40	1,85	PCH	1946	04/01/2046
Rio de Pedras	9,28	2,15	100%	9,28	2,15	PCH	1928	19/09/2024
Poço Fundo	9,16	5,79	100%	9,16	5,79	PCH	1949	19/08/2025
Tronqueiras	8,50	1,02	100%	8,50	1,02	PCH	1955	04/01/2046
Joasal	8,40	1,56	100%	8,40	1,56	PCH	1950	04/01/2046
Salto Voltão	8,20	7,36	100%	8,20	7,36	PCH	2001	04/10/2030
Martins	7,70	0,55	100%	7,70	0,55	PCH	1947	04/01/2046
Cajuru	7,20	0,81	100%	7,20	0,81	PCH	1959	04/01/2046
Ervália	6,97	1,40	100%	6,97	1,40	PCH	1999	04/01/2046
São Bernardo	6,82	3,42	100%	6,82	3,42	PCH	1948	19/08/2025
Neblina	6,47	0,11	100%	6,47	0,11	PCH	1948	04/01/2046
Cel. Domiciano	5,04	0,91	100%	5,04	0,91	PCH	1994	04/01/2046
Paraúna	4,28	1,90	100%	4,28	1,90	PCH	1927	00/01/1900
Paciência	4,08	0,71	100%	4,08	0,71	PCH	1930	04/01/2046
Marmelos	4,00	0,82	100%	4,00	0,82	PCH	1915	04/01/2046
Dona Rita	2,40	0,31	100%	2,40	0,31	PCH	1959	04/01/2046
Salto Morais	2,39	0,60	100%	2,39	0,60	PCH	1957	01/07/2020
Sumidouro	2,12	0,53	100%	2,12	0,53	PCH	1956	08/07/2015
Anil	2,08	1,10	100%	2,08	1,10	PCH	1964	08/07/2015
Xicão	1,81	0,61	100%	1,81	0,61	PCH	1941	19/08/2025
Salto do Passo Velho	1,80	1,64	100%	1,80	1,64	PCH	2001	04/10/2030
Machado Mineiro	1,72	1,14	100%	1,72	1,14	PCH	1992	08/07/2025
Sinceridade	1,42	1,08	100%	1,42	1,08	PCH	1963	04/01/2046
Central Mineirão	1,42	0,00	100%	1,42	0,00	UFV	2015	00/01/1900
Poquim	0,00	0,00	0%	0,00	0,00	PCH	2002	08/07/2015
Santa Marta	1,00	0,58	100%	1,00	0,58	PCH	1944	08/07/2015
Pissarrão	0,80	0,55	100%	0,80	0,55	PCH	2001	19/11/2004
Jacutinga	0,72	0,57	100%	0,72	0,57	PCH	1948	Não Tem
Santa Luzia	0,70	0,23	100%	0,70	0,23	PCH	2001	25/02/2026
Lages *	0,68	0,54	100%	0,68	0,54	PCH	2005	24/06/2010
Queimado	86,63	47,85	83%	71,90	39,72	UHE	2004	02/01/2033
Retiro Baixo	40,92	19,21	50%	20,46	9,61	UHE	2010	25/08/2041
Pipoca	9,80	5,83	49%	4,80	2,86	PCH	2010	10/09/2031
Praias de Parajuru	14,11	4,11	49%	6,91	2,01	EOL	2009	24/09/2032
Praia do Morgado	14,11	6,47	49%	6,91	3,17	EOL	2010	26/12/2031
Cachoeirão	13,23	8,02	49%	6,48	3,93	PCH	2008	25/07/2030
Paracambi (Cemig)	12,25	9,57	49%	6,00	4,69	PCH	2012	19/02/2031
Volta do Rio	20,58	9,02	49%	10,08	4,42	EOL	2010	26/12/2031
Aimorés	148,50	77,40	45%	66,83	34,83	UHE	2005	20/12/2035
Funil	81,00	40,05	45%	36,45	18,02	UHE	2002	20/12/2035
Ilha dos Pombos	81,19	49,88	43%	34,91	21,45	PCH	1924	04/06/2026
Nilo Peçanha	164,84	145,31	43%	70,88	62,48	PCH	1953	04/06/2026
Fontes Nova	57,25	45,11	43%	24,62	19,40	PCH	1942	04/06/2026
Pereira Passos	43,33	22,12	43%	18,63	9,51	PCH	1962	04/06/2026
Santa Branca	24,31	13,88	43%	10,45	5,97	PCH	1999	04/06/2026
Dos Araçás	13,05	6,35	41%	5,35	2,60	EOL	2014	07/04/2046
Morrão	12,38	6,59	41%	5,08	2,70	EOL	2014	20/04/2046
Seraíma	12,38	7,17	41%	5,08	2,94	EOL	2014	25/03/2046
Maron	12,38	5,82	41%	5,08	2,39	EOL	2015	08/03/2047
Pilões	12,38	5,36	41%	5,08	2,20	EOL	2015	13/03/2047
Caetité	12,38	6,80	41%	5,08	2,79	EOL	2016	21/03/2047
Tanque	12,29	5,69	41%	5,04	2,33	EOL	2014	26/05/2046
Ametista	11,70	6,43	41%	4,80	2,64	EOL	2015	14/03/2047
Dourados	11,70	5,77	41%	4,80	2,37	EOL	2015	13/03/2047
Ventos do Nordeste	9,63	4,14	41%	3,95	1,70	EOL	2014	18/03/2046
Borgo	8,26	4,26	41%	3,39	1,75	EOL	2016	13/04/2047
Serra do Espinhaço	7,57	4,34	41%	3,10	1,78	EOL	2016	22/03/2047
Colino 2	6,55	4,08	41%	2,69	1,67	PCH	2008	29/12/2033
Cachoeira da Lixa	6,06	3,05	41%	2,48	1,25	PCH	2008	24/12/2033
Colino 1	4,50	2,85	41%	1,85	1,17	PCH	2008	29/12/2033
Espigão	4,13	2,38	41%	1,69	0,98	EOL	2016	22/03/2047

Usina	Potência Total	Garantia Física Total	Participação Cemig	Potência Cemig	Garantia Física Cemig	Tipo de Usina	Início de Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Da Prata	8,94	4,14	41%	3,67	1,70	EOL	2014	25/03/2046
Pelourinho	8,94	5,08	41%	3,67	2,08	EOL	2016	21/03/2047
Amador Aguiar I (Capim Branco I)	94,36	60,94	39%	36,80	23,77	UHE	2006	29/08/2036
Amador Aguiar II (Capim Branco II)	82,56	51,50	39%	32,20	20,09	UHE	2007	29/08/2036
Baguari	47,60	27,27	34%	16,18	9,27	UHE	2009	15/08/2041
Porto Estrela	33,60	16,74	30%	10,08	5,02	UHE	2001	10/07/2032
Igarapava	49,75	32,22	24%	11,94	7,73	UHE	1999	30/12/2028
Paracambi (Light)	5,53	4,32	22%	1,22	0,95	PCH	2012	16/02/2031
Funil	4,70	2,74	21%	0,99	0,58	PCH	2008	23/12/2029
São Joaquim	4,39	2,77	21%	0,92	0,58	PCH	2008	19/10/2000
Jataí	6,27	4,25	21%	1,32	0,89	PCH	2008	19/12/2032
Irara	6,27	3,80	21%	1,32	0,80	PCH	2008	25/09/2032
Santa Fé I	6,27	5,45	21%	1,32	1,14	PCH	2008	06/11/2032
São Pedro	6,27	3,84	21%	1,32	0,81	PCH	2009	29/11/2033
São Simão (pch)	5,64	3,17	21%	1,18	0,67	PCH	2009	23/03/2031
Monte Serrat	5,22	3,82	21%	1,10	0,80	PCH	2009	28/08/2031
Bonfante	3,97	2,82	21%	0,83	0,59	PCH	2008	28/08/2031
Calheiros	3,97	2,28	21%	0,83	0,48	PCH	2008	14/01/2030
Retiro Velho	3,76	2,75	21%	0,79	0,58	PCH	2009	13/11/2032
Carangola	3,13	2,00	21%	0,66	0,42	PCH	2008	23/12/2029
Fumaça IV	0,94	0,55	21%	0,20	0,12	PCH	2008	30/12/2029
Santo Antônio	646,90	439,45	18%	116,44	79,10	UHE	2012	12/06/2046
Belo Monte	576,01	549,73	13%	74,88	71,46	UHE	2016	26/08/2045
Bom Jesus do Galho	0,00	0,00	0%	-	-	PCH	1931	Não Tem
Luiz Dias	1,62	0,61	100%	1,62	0,61	PCH	1914	19/08/2025
Pandeiros	0,00	0,00	0%	-	-	PCH	1957	22/09/2021
Salto do Paraopeba	0,00	0,00	0%	-	-	PCH	2001	04/10/2030
Candonga	0,00	0,00	0%	-	-	UHE	2004	25/05/2035
Barreiro	0,00	0,00	0%	-	-	UTE	2004	30/04/2023

Ao final do exercício de 2017, a Companhia não possuía projetos de construção de usinas e linhas de transmissão sendo que os projetos de linhas e usinas realizados pela Companhia são para reforço e melhoria da capacidade. Os projetos de construção da Companhia são aqueles realizados por meio de suas investidas.

A evolução dos projetos (de melhoria e construção) está detalhada a seguir:

Projetos de usinas – evolução física e investimentos

Usina	Evolução Física em 31/12/2016	Investimento Realizado até 31/12/2016	Evolução Física em 31/12/2017	Investimento Realizado até 31/12/2017
Integral e Compartilhada	-	30.121	-	13.775
Igarapé	80%	8.842	86%	823
Rio de Pedras	90%	251	92%	727
Volta Grande	100%	672	-	-
Queimado	80%	504	86%	148
Irapé	56%	3.248	60%	470
Emborcação	11%	1.719	65%	2.424
Xicão	31%	1.434	86%	4.650
Luiz Dias	75%	7.774	98%	1.797
Miranda	25%	-	100%	144
São Simão	15%	-	100%	652
São Bernardo	72%	5.529	98%	1.476
Jaguara	-	-	100%	200
Nova Ponte	7%	148	70%	264
SPE Proporcional	-	2.696	-	5.344
Três Marias	55%	441	81%	2347
Itutinga	5%	18	67%	318
Coronel Domiciano	100%	108	46%	28
Marmelos	70%	73	48%	232
Joasal	100%	92	22%	136
Paciência	100%	92	0%	0
Piau	60%	85	49%	34
Dona Rita	100%	178	49%	29
Ervália	100%	177	49%	34
Neblina	100%	272	63%	173
Salto Grande	100%	890	83%	300
Sinceridade	100%	93	0%	21
Cajuru	60%	92	64%	158
Martins	20%	85	102%	653
Camargos	-	-	46%	588
Peti	-	-	0%	131
Tronqueiras	-	-	105%	57
Gafanhoto	-	-	30%	105
Total	-	32.817	-	19.119

Projetos de usinas – características físicas

Usina (Sociedade de Propósito Específico)	Potência Instalada (MW)	Garantia Física (MW Médios)	Propriedade	Potência Instalada (MW) Proporcional	Garantia Física (MW Médios) Proporcional	Previsão Operação Comercial	Vencimento da Outorga
UHE Itaocara (UHE Itaocara S.A.)	150,00	93,40	49,00%	73,50	45,77	2020	dez/2049
Santo Antônio (Madeira Energia S.A.)	3.568,00	2.328,10	18,13%	646,87	422,08	Em operação	jun/2043
Belo Monte (Norte Energia S.A.)	11.233,10	4.571,00	11,69%	1.313,15	534,35	Em operação	dez/2044
PCH Dolores de Guanhões (Guanhões Energia)	14,00	7,14	49,00%	6,86	3,49	2018	2032
PCH Senhora do Porto (Guanhões Energia)	12,00	6,51	49,00%	5,88	3,18	2018	2032
PCH Jacaré (Guanhões Energia)	9,00	4,99	49,00%	4,41	2,44	2018	2032
PCH Fortuna II (Guanhões Energia)	9,00	4,66	49,00%	4,41	2,28	2018	2031
UHE Três Marias (Cemig Geração Três Marias S.A.)	396,00	239,00	100,00%	396,00	239,00	Em operação	jan/2046
UHE Itutinga (Cemig Geração Itutinga S.A.)	52,00	28,00	100,00%	52,00	28,00	Em operação	jan/2046
UHE Salto Grande (Cemig Geração Salto Grande S.A.)	102,00	75,00	100,00%	102,00	75,00	Em operação	jan/2046
UHE Camargos (Cemig Geração Camargos S.A.)	46,00	21,00	100,00%	46,00	21,00	Em operação	jan/2046
PCH Ervália (Cemig Geração Leste S.A.)	6,97	3,03	100,00%	6,97	3,03	Em operação	jan/2046
UHE Cel. Domiciano (Cemig Geração Sul S.A.)	5,04	3,59	100,00%	5,04	3,59	Em operação	jan/2046
PCH Sinceridade (Cemig Geração Leste S.A.)	1,42	0,35	100,00%	1,42	0,35	Em operação	jan/2046
PCH Neblina (Cemig Geração Leste S.A.)	6,47	4,66	100,00%	6,47	4,66	Em operação	jan/2046
PCH Cajuru (Cemig Geração Oeste S.A.)	7,20	2,69	100,00%	7,20	2,69	Em operação	jan/2046
UHE Gafanhoto (Cemig Geração Oeste S.A.)	14,00	6,68	100,00%	14,00	6,68	Em operação	jan/2046
PCH Marmelos (Cemig Geração Sul S.A.)	4,00	2,74	100,00%	4,00	2,74	Em operação	jan/2046
PCH Joasal (Cemig Geração Sul S.A.)	8,40	5,20	100,00%	8,40	5,20	Em operação	jan/2046
PCH Paciência (Cemig Geração Sul S.A.)	4,08	2,36	100,00%	4,08	2,36	Em operação	jan/2046
PCH Piau (Cemig Geração Sul S.A.)	18,01	13,53	100,00%	18,01	13,53	Em operação	jan/2046
PCH Peti (Cemig Geração Leste S.A.)	9,40	6,18	100,00%	9,40	6,18	Em operação	jan/2046
PCH Dona Rita (Cemig Geração Leste S.A.)	2,40	1,03	100,00%	2,40	1,03	Em operação	jan/2046
PCH Tronqueiras (Cemig Geração Leste S.A.)	8,50	3,39	100,00%	8,50	3,39	Em operação	jan/2046
PCH Martins (Cemig Geração Oeste S.A.)	7,70	1,84	100,00%	7,70	1,84	Em operação	jan/2046
Total	15.694,69	7.436,07	-	2.754,67	1.433,86	-	-

Proporcionalmente à parte da Companhia, estes projetos de geração (de controladas e coligadas) consumiram R\$7.268 milhões de investimentos até 31 de dezembro de 2017 (R\$6.944 milhões até 31 de dezembro de 2016), dos quais R\$326 milhões se referem ao incremento, no ano de 2017, de ativo imobilizado em serviço bruto e ao ativo imobilizado em curso das usinas próprias e compartilhadas e R\$ 236 milhões se referem a aportes de capital nas controladas e coligadas que possuem os projetos de geração acima no ano de 2017.

Em bases totais em que há participação da Companhia, os projetos de geração consumiram R\$54.219 milhões de investimentos até 31 de dezembro de 2017 (R\$51.720 milhões até 31 de dezembro de 2016), dos quais R\$ 2.683 milhões se referem ao incremento de Ativo Imobilizado em Serviço Bruto e ao Ativo Imobilizado em Curso das controladas e coligadas no ano de 2017.

Projetos de usinas – evolução física e investimentos

Usina (Sociedade de Propósito Específico)	Evolução Física em 31/12/2016	Investimento Realizado até 31/12/2016 (R\$ MM)	Evolução Física em 31/12/2017	Investimento Realizado até 31/12/2017 (R\$ MM)
UHE Itaocara (UHE Itaocara S.A.)	NA	35,25	NA	28,87
Santo Antônio (Madeira Energia S.A.)	100%	3,58	100%	3.077,03
Belo Monte (Norte Energia S.A.)	90%	3.694,04	97%	3.964,08
PCH Dolores de Guanhões	92%	48,79	92%	51,45
PCH Senhora do Porto	97%	42,43	97%	47,53
PCH Jacaré	82%	32,68	83%	55,37
PCH Fortuna II	78%	39,66	78%	43,12
UHE Três Marias (Cemig Geração Três Marias S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
UHE Itutinga (Cemig Geração Itutinga S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
UHE Salto Grande (Cemig Geração Salto Grande S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
UHE Camargos (Cemig Geração Camargos S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
PCH Ervália (Cemig Geração Leste S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
UHE Cel. Domiciano (Cemig Geração Sul S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
PCH Sinceridade (Cemig Geração Leste S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
PCH Neblina (Cemig Geração Leste S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
PCH Cajuru (Cemig Geração Oeste S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
UHE Gafanhoto (Cemig Geração Oeste S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
PCH Marmelos (Cemig Geração Sul S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
PCH Joasal (Cemig Geração Sul S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
PCH Paciência (Cemig Geração Sul S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
PCH Piau (Cemig Geração Sul S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
PCH Peti (Cemig Geração Leste S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
PCH Dona Rita (Cemig Geração Leste S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
PCH Tronqueiras (Cemig Geração Leste S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
PCH Martins (Cemig Geração Oeste S.A.)	Usina já em operação. Foi incorporada ao portfólio da Cemig via leilão Nº 12/2015.	-	-	-
Total	-	3.896,43	-	7.267,45

Projetos de linhas – características físicas

Subestação	Tensão (kV)	Extensão (KM)	Capacidade Transformação (MVA)	Previsão Operação Comercial	Vencimento da Outorga
SE Governador Valadares 2 - Instalação do T12 e substituição da proteção principal e complementar do T5, T6, T7	138 kV	-	40 MVA	03/12/2017	31/12/2042
SE Ipatinga 1 – substituição do transformador T1 230/161 kV	230kV	-	75MVA	22/01/2017	31/01/2042

Projetos de linhas – evolução física e investimentos

Linha de transmissão	Evolução Física em 31/12/2016	Investimento Realizado até 31/12/2016	Evolução Física em 31/12/2017	Investimento Realizado até 31/12/2017
Integral				
Atendimento à Região Triângulo	95%	46.118	100%	48.541
SE Itajubá 3 - atendimento ao laboratório ISI - Instituto Senai Inovação	3%	138	100%	3.406
Melhorias no sistema de transmissão	90%	122.337	100%	147.984
Total	-	168.593	-	199.931

Garantia física realizada e esperada

Usina	2016 Realizado	2017 - Realizado	2018	2019	2020	2021	2022
Emborcação	497,00	497,00	497,00	497,00	497,00	497,00	497,00
Nova Ponte	276,00	276,00	276,00	276,00	276,00	276,00	276,00
Irapé	210,70	210,70	210,70	210,70	210,70	210,70	210,70
Igarapé	71,30	71,30	71,30	71,30	71,30	71,30	71,30
Rio de Pedras	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15	2,15
Poço Fundo	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79	5,79
São Bernardo	3,42	3,42	3,42	3,42	3,42	3,42	3,42
Paraúna	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90	1,90
Salto Morais	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60	0,60
Sumidouro	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53	0,53
Anil	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10	1,10
Xicão	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61	0,61
Poquim	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39	0,39
Santa Marta	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58	0,58
Pissarrão	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55	0,55
Jacutinga	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57	0,57
Santa Luzia	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23	0,23
Lages *	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54	0,54
Queimado	47,85	47,85	47,85	47,85	47,85	47,85	47,85
Retiro Baixo	19,21	19,21	19,21	19,21	19,21	19,21	19,21
Pipoca	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83	5,83
Praias de Parajuru	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11	4,11
Praia do Morgado	6,47	6,47	6,47	6,47	6,47	6,47	6,47
Cachoeirão	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02	8,02
Paracambi (Cemig)	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57	9,57
Volta do Rio	9,02	9,02	9,02	9,02	9,02	9,02	9,02
Aimorés	77,40	77,40	77,40	77,40	77,40	77,40	77,40
Funil	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05	40,05
Amador Aguiar I (Capim Branco I)	60,94	60,94	60,94	60,94	60,94	60,94	60,94
Amador Aguiar II (Capim Branco II)	51,50	51,50	51,50	51,50	51,50	51,50	51,50
Baguari	27,27	27,27	27,27	27,27	27,27	27,27	27,27
Porto Estrela	16,74	16,74	16,74	16,74	16,74	16,74	16,74
Igarapava	32,22	32,22	32,22	32,22	32,22	32,22	32,22
Santo Antônio	439,45	439,45	439,45	439,45	439,45	439,45	439,45
Candonga	-	-	31,50	31,50	31,50	31,50	31,50

Modelo de negócio e condições no ACR

Usina	Modelo de Negócio em 1º/jan/2017	Preço no ACR em 1º/jan/2017	Data e índice de reajuste no ACR
Integral e Compartilhada			
ANIL	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
CAJURU (CEMIG)	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 5.519 mil	(1)
CAMARGOS	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 26.842 mil	(1)
CORONEL DOMICIANO	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 5.793 mil	(1)
DONA RITA	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 2.350 mil	(1)
ERVALIA	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 6.796 mil	(1)
GAFANHOTO	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 10.931 mil	(1)
IGARAPE	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
IRAPE	97,8% ACR até 31/12/2038	R\$ 217,71 por MWh	Várias datas/ IPCA
ITUTINGA	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 36.925 mil	(1)
JACUTINGA	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
JOASAL	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 8.114 mil	(1)
MARMELOS	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 4.568 mil	(1)
MARTINS	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 4.240 mil	(1)
MINEIRÃO	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
NEBLINA	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 8.001 mil	(1)
NOVA PONTE	7,34% ACR até 31/12/2018	R\$ 148,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
PACIENCIA	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 4.658 mil	(1)
PANDEIROS	7,34% ACR até 31/12/2018	R\$ 148,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
PARAUNA	7,34% ACR até 31/12/2018	R\$ 148,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
PETI	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 9.223 mil	(1)
PIAU	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 17.382 mil	(1)
PIÇARRÃO	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
POCO FUNDO	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
POQUIM	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
QUEIMADO - CEMIG	98,2% ACR até 31/12/2038	R\$ 217,71 por MWh	Várias datas/ IPCA
RIO DE PEDRAS	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
SALTO DE MORAES	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
SALTO GRANDE (CEMIG)	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 73.249 mil	(1)
SANTA MARTA	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
SAO BERNARDO(CEMIG)	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
SAO SIMAO (CEMIG)	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 294.834 mil	
SINCERIDADE	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 1.403 mil	(1)
SUMIDOURO	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável
TEODOMIRO C SAMPAIO	7,34% ACR até 31/12/2018	R\$ 148,92 por MWh	Várias datas/ IPCA
TRES MARIAS	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 231.552 mil	(1)
TRONQUEIRAS	Contas Garantia Física	RAG de R\$ 6.530 mil	(1)
XICÃO	100% ACL	Não aplicável	Não aplicável

(1) Reajuste pelo IPCA em 07/2017, atualização dos custos de transmissão em 07/17, previsto no Edital do Leilão que determina que após primeiro ano 70% da energia comercializada em regime de cotas de garantia física e 30% da energia comercializada livremente pelo detentor da concessão.

Linhas de transmissão em operação – características físicas

Linha de Transmissão	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Integral						
Linha 001 - Lei 12.783/2013						
Acesita - Ipatinga 1	simples	230	16,036	-	22/09/76	01/01/43
Aimorés - Mascarenhas (LT2)	simples	230	11,599	-	14/11/07	01/01/43
Baguari - Governador Valadares 2	simples	230	25,52	-	15/06/81	01/01/43
Baguari - Mesquita	simples	230	67,51	-	15/06/81	01/01/43
Barão de Cocais 3 - João Monlevade 2	simples	230	34,61	-	14/09/77	01/01/43
Barão de Cocais 3 - Taquaril	simples	230	46,035	-	14/09/77	01/01/43
Barão de Cocais 3 - White Martins/AngloGold	simples	230	15,31	-	11/05/94	01/01/43
Governador Valadares 2 - Mesquita	simples	230	89,981	-	10/06/94	01/01/43
Guilman Amorim - Ipatinga 1	simples	230	51	-	21/07/71	01/01/43
Guilman Amorim - Nova Era 2	simples	230	17,82	-	21/07/71	01/01/43
Ipatinga - Porto Estrela	simples	230	43,83	-	05/10/73	01/01/43
Ipatinga - Usiminas	simples	230	5,4	-	20/06/12	01/01/43
Ipatinga 1 - Mesquita (LT1)	simples	230	3,4	-	18/06/12	01/01/43
Ipatinga 1 - Mesquita (LT2)	simples	230	3,4	-	24/06/12	01/01/43
Itabira 2 - Itabira 4	simples	230	18,68	-	07/08/73	01/01/43
Itabira 2 - João Monlevade 2	simples	230	26,9	-	01/07/76	01/01/43
Itabira 2 - Nova Era 2	simples	230	23,22	-	15/07/73	01/01/43
Itabira 2 - Porto Estrela	simples	230	84,36	-	05/10/73	01/01/43
Itabira 2 - Sabará 3	simples	230	71,406	-	01/07/71	01/01/43
Itabira 4 - Taquaril	simples	230	76,86	-	07/08/73	01/01/43
Mesquita - Usiminas	simples	230	8,6	-	11/04/84	01/01/43
Nova Era 2 - Silicon	simples	230	13,3	-	01/07/91	01/01/43
Sabará 3 - Taquaril	simples	230	14,648	-	01/07/71	01/01/43
	-	-	769,425	-	-	-
Barbacena 2 - Lafaiete	simples	345	62,48	-	14/05/81	01/01/43
Barbacena 2 - Pimenta	simples	345	231,04	-	29/04/76	01/01/43
Barbacena 2 - Santos Dumont 2	simples	345	44,9	-	15/12/83	01/01/43
Barreiro - Neves 1	simples	345	31,65	-	27/08/62	01/01/43
Barreiro - Taquaril	simples	345	17,6	-	25/06/71	01/01/43
Itabirito 2 - Jeceaba	simples	345	57,5	-	14/05/81	01/01/43
Itabirito 2 - Ouro Preto 2	simples	345	4,6	-	14/05/81	01/01/43
Jaguara - Pimenta (LT1)	simples	345	181,86	-	16/04/73	01/01/43
Jaguara - Pimenta (LT2)	simples	345	182,05	-	06/03/75	01/01/43
Jaguara - Volta Grande	simples	345	89,24	-	25/04/74	01/01/43
Jaguara 345 kV - Jaguara 500 kV (LT1)	simples	345	0,7	-	01/07/77	01/01/43
Jaguara 345 kV - Jaguara 500 kV (LT2)	simples	345	0,46	-	01/07/77	01/01/43
Jaguara 345 kV - Jaguara 500 kV (LT3)	simples	345	0,93	-	01/07/77	01/01/43
Jaguara - L. C. Barreto (Estreito)	simples	345	23,971	-	01/02/71	01/01/43
Jeceaba - Lafaiete	simples	345	27,57	-	14/05/81	01/01/43
Juiz de Fora 1 - Santos Dumont 2	simples	345	33,03	-	15/12/83	01/01/43
Montes Claros 2 - Várzea da Palma	simples	345	149,46	-	23/09/84	01/01/43
Neves 1 - Sete Lagoas 4	simples	345	53,11	-	27/08/62	01/01/43
Neves 1 - Taquaril	simples	345	43,43	-	01/04/79	01/01/43
Nova Lima 6 - Ouro Preto 2	simples	345	26,08	-	01/04/77	01/01/43
Nova Lima 6 - Taquaril	simples	345	31,5	-	01/04/77	01/01/43
Pimenta - Taquaril	simples	345	216	-	16/04/73	01/01/43
Pirapora 2 - Várzea da Palma	simples	345	34,83	-	24/01/90	01/01/43
São Gotardo 2 - Três Marias	simples	345	166,05	-	07/07/92	01/01/43
Sete Lagoas 4 - Três Marias	simples	345	174,31	-	27/08/62	01/01/43
Três Marias - Várzea da Palma	simples	345	96,31	-	23/09/84	01/01/43
	-	-	1.980,661	-	-	-

Linha de Transmissão (continuação)	Circuito	Tensão (kV)	Extensão (km)	Capacidade Transformação (MVA)	Início Operação Comercial	Vencimento da Outorga
Água Vermelha - São Simão	simples	500	96,294	-	13/11/78	01/01/43
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT1)	simples	500	228,168	-	22/07/79	01/01/43
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT2)	simples	500	228,409	-	01/04/79	01/01/43
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT1)	simples	500	127,521	-	22/07/79	01/01/43
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT2)	simples	500	127,657	-	01/04/79	01/01/43
Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará	simples	500	59,056	-	24/11/83	01/01/43
Bom Despacho 3 - São Gotardo 2	simples	500	91,306	-	24/11/83	01/01/43
Cachoeira Paulista - Itajubá 3	simples	500	3,49	-	01/04/02	04/10/30
Emborcação - Itumbiara	simples	500	134,561	-	07/06/82	01/01/43
Emborcação - Nova Ponte	simples	500	86,838	-	01/07/79	01/01/43
Emborcação - São Gotardo	simples	500	248,44	-	24/11/83	01/01/43
Itabirito 2 - Ouro Preto 2	simples	500	5,23	-	24/11/83	01/01/43
Itabirito 2 - São Gonçalo do Pará	simples	500	119,23	-	24/11/83	01/01/43
Itajubá 3 - Poços de Caldas	simples	500	3,49	-	01/04/02	04/10/30
Jaguara - Nova Ponte	simples	500	105,585	-	01/07/79	01/01/43
Jaguara - São Simão	simples	500	342,711	-	24/06/78	01/01/43
Mesquita - Vespasiano 2	simples	500	148,562	-	15/06/81	01/01/43
Neves 1 - Vespasiano 2	simples	500	23,925	-	11/03/84	01/01/43
	-	-	2.180,473	-	-	-
Total	-	-	4.930,559	-	-	-

Linhas de transmissão em operação – características financeiras

Linha de Transmissão (período de 12 meses de junho a julho)	Propriedade	RAP (R\$)	RAP Proporc. (R\$)	Ano de degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
Acesita - Ipatinga 1	100%	742.146	742.146	NA	Junho	IPCA
Água Vermelha - São Simão	100%	9.886.306	9.886.306	NA	Junho	IPCA
Aimorés - Mascarenhas (LT2)	100%	146.774	146.774	NA	Junho	IPCA
Baguari - Governador Valadares 2	100%	1.195.653	1.195.653	NA	Junho	IPCA
Baguari - Mesquita	100%	2.854.504	2.854.504	NA	Junho	IPCA
Barão de Cocais 3 - João Monlevade 2	100%	1.455.774	1.455.774	NA	Junho	IPCA
Barão de Cocais 3 - Taquaril	100%	470.218	470.218	NA	Junho	IPCA
Barão de Cocais 3 - White Martins/AngloGold	100%	477.677	477.677	NA	Junho	IPCA
Barbacena 2 - Lafaiete	100%	4.437.930	4.437.930	NA	Junho	IPCA
Barbacena 2 - Pimenta	100%	16.410.681	16.410.681	NA	Junho	IPCA
Barbacena 2 - Santos Dumont 2	100%	3.008.333	3.008.333	NA	Junho	IPCA
Barreiro - Neves 1	100%	544.764	544.764	NA	Junho	IPCA
Barreiro - Taquaril	100%	333.227	333.227	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT1)	100%	23.426.716	23.426.716	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT2)	100%	23.451.357	23.451.357	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT1)	100%	13.092.759	13.092.759	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT2)	100%	13.107.133	13.107.133	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará	100%	6.063.820	6.063.820	NA	Junho	IPCA
Bom Despacho 3 - São Gotardo 2	100%	9.374.999	9.374.999	NA	Junho	IPCA
Cachoeira Paulista - Itajubá 3	100%	299.191	299.191	NA	Junho	IPCA
Emborcação - Itumbiara	100%	13.815.571	13.815.571	NA	Junho	IPCA
Emborcação - Nova Ponte	100%	8.916.054	8.916.054	NA	Junho	IPCA
Emborcação - São Gotardo	100%	25.507.881	25.507.881	NA	Junho	IPCA
Governador Valadares 2 - Mesquita	100%	3.826.823	3.826.823	NA	Junho	IPCA
Guilman Amorim - Ipatinga 1	100%	519.826	519.826	NA	Junho	IPCA
Guilman Amorim - Nova Era 2	100%	199.797	199.797	NA	Junho	IPCA
Ipatinga - Porto Estrela	100%	446.847	446.847	NA	Junho	IPCA
Ipatinga - Usiminas	100%	68.580	68.580	NA	Junho	IPCA
Ipatinga 1 - Mesquita (LT1)	100%	241.850	241.850	NA	Junho	IPCA
Ipatinga 1 - Mesquita (LT2)	100%	241.850	241.850	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - Itabira 4	100%	176.215	176.215	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - João Monlevade 2	100%	301.601	301.601	NA	Junho	IPCA

Linha de Transmissão (continuação) (período de 12 meses de junho a julho)	Propriedade	RAP (R\$)	RAP Proporc. (R\$)	Ano de degrau da RAP	Mês Base Reajuste	Índice de Correção
Itabira 2 - Nova Era 2	100%	260.341	260.341	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - Porto Estrela	100%	859.854	859.854	NA	Junho	IPCA
Itabira 2 - Sabará 3	100%	721.335	721.335	NA	Junho	IPCA
Itabira 4 - Taquaril	100%	991.119	991.119	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - Jeceaba	100%	4.071.666	4.071.666	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 345kV	100%	324.476	324.476	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 500kV	100%	1.077.466	1.077.466	NA	Junho	IPCA
Itabirito 2 - São Gonçalo do Pará	100%	11.379.186	11.379.186	NA	Junho	IPCA
Itajubá 3 - Poços de Caldas	100%	345.753	345.753	NA	Junho	IPCA
Jaguara - Nova Ponte	100%	10.840.131	10.840.131	NA	Junho	IPCA
Jaguara - Pimenta (LT1)	100%	3.130.201	3.130.201	NA	Junho	IPCA
Jaguara - Pimenta (LT2)	100%	3.133.471	3.133.471	NA	Junho	IPCA
Jaguara - São Simão	100%	35.186.789	35.186.789	NA	Junho	IPCA
Jaguara - Volta Grande	100%	3.240.150	3.240.150	NA	Junho	IPCA
Jaguara 345 kV - Jaguara 500 kV (LT1)	100%	64.637	64.637	NA	Junho	IPCA
Jaguara 345 kV - Jaguara 500 kV (LT2)	100%	42.476	42.476	NA	Junho	IPCA
Jaguara 345 kV - Jaguara 500 kV (LT3)	100%	85.875	85.875	NA	Junho	IPCA
Jagura - L. C. Barreto (Estreito)	100%	453.833	453.833	NA	Junho	IPCA
Jeceaba - Lafaiete	100%	2.342.827	2.342.827	NA	Junho	IPCA
Juiz de Fora 1 - Santos Dumont 2	100%	2.326.449	2.326.449	NA	Junho	IPCA
Mesquita - Usiminas	100%	450.722	450.722	NA	Junho	IPCA
Mesquita - Vespasiano 2	100%	15.252.982	15.252.982	NA	Junho	IPCA
Montes Claros 2 - Várzea da Palma	100%	10.616.085	10.616.085	NA	Junho	IPCA
Neves 1 - Sete Lagoas 4	100%	1.122.498	1.122.498	NA	Junho	IPCA
Neves 1 - Taquaril	100%	3.084.816	3.084.816	NA	Junho	IPCA
Neves 1 - Vespasiano 2	100%	2.702.640	2.702.640	NA	Junho	IPCA
Nova Era 2 - Silicon	100%	671.313	671.313	NA	Junho	IPCA
Ouro Preto 2 - Taquaril	100%	4.143.532	4.143.532	NA	Junho	IPCA
Pimenta - Taquaril	100%	5.866.485	5.866.485	NA	Junho	IPCA
Pirapora 2 - Várzea da Palma	100%	2.473.961	2.473.961	NA	Junho	IPCA
Sabará 3 - Taquaril	100%	179.554	179.554	NA	Junho	IPCA
São Gotardo 2 - Três Marias	100%	11.790.915	11.790.915	NA	Junho	IPCA
Sete Lagoas 4 - Três Marias	100%	4.583.779	4.583.779	NA	Junho	IPCA
Três Marias - Várzea da Palma	100%	6.840.862	6.840.862	NA	Junho	IPCA
Total		335.701.036	335.701.036	-	-	-

Ao final do exercício de 2017, a Companhia não possuía projetos em andamento de construção de linhas de transmissão.

Em vista das linhas em operação, a RAP em moeda corrente foi de R\$ 303.081 mil para 2018 (evolução de 39,39% em relação a 2017). Vale salientar que este aumento é provocado principalmente pela incorporação do valor dos ativos reversíveis ainda não amortizados à tarifa, conforme Portaria 120/2016 da Aneel. Esta parcela da RAP deverá ser paga à Companhia até 2025.

Os quadros a seguir apresentam a evolução da RAP de 2017 a 2023:

RAP esperada para o exercício – R\$ em moeda corrente

Linha de Transmissão - RAP Proporcional em moeda constante de jun/2017	2017	2018	2019	2020	2021	2022	2023
Acesita - Ipatinga 1	457.947	599.676	467.125	486.818	507.081	528.768	552.497
Água Vermelha - São Simão	6.100.423	7.988.432	6.222.678	6.485.020	6.754.953	7.043.844	7.359.941
Aimorés - Mascarenhas (LT2)	144.289	148.870	154.240	160.742	167.433	174.594	182.429
Baguari - Governador Valadares 2	743.228	969.193	758.844	790.837	823.754	858.984	897.532
Baguari - Mesquita	1.766.835	2.309.594	1.802.965	1.878.976	1.957.187	2.040.890	2.132.477
Barão de Cocais 3 - João Monlevade 2	898.297	1.176.309	916.299	954.929	994.678	1.037.217	1.083.763
Barão de Cocais 3 - Taquaril	462.255	476.931	494.135	514.967	536.402	559.342	584.443
Barão de Cocais 3 - White							
Martins/AngloGold	321.759	492.096	517.504	539.321	561.770	585.795	499.744
Barbacena 2 - Lafaiete	2.738.460	3.585.981	2.793.339	2.911.104	3.032.276	3.161.958	3.303.853
Barbacena 2 - Pimenta	10.126.339	13.260.323	10.329.275	10.764.748	11.212.821	11.692.363	12.217.065
Barbacena 2 - Santos Dumont 2	1.865.488	3.095.516	3.251.738	3.388.829	3.529.885	3.680.849	3.030.983
Barreiro - Neves 1	535.538	554.162	575.785	600.059	625.036	651.767	681.016
Barreiro - Taquaril	327.584	337.984	350.176	364.939	380.129	396.386	414.174
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT1)	14.455.639	18.929.490	14.745.336	15.366.985	16.006.622	16.691.182	17.440.210
Bom Despacho 3 - Jaguará (LT2)	14.470.844	18.949.401	14.760.846	15.383.149	16.023.458	16.708.739	17.458.555
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT1)	8.078.990	10.579.342	8.240.896	8.588.324	8.945.805	9.328.393	9.747.011
Bom Despacho 3 - Neves 1 (LT2)	8.087.859	10.590.957	8.249.943	8.597.753	8.955.627	9.338.635	9.757.712
Bom Despacho 3 - São Gonçalo do Pará	3.741.728	6.240.301	6.555.978	6.832.372	7.116.763	7.421.127	6.097.469
Bom Despacho 3 - São Gotardo 2	5.784.916	9.647.848	10.135.901	10.563.221	11.002.906	11.473.470	9.427.022
Cachoeira Paulista - Itajubá 3	418.589	303.977	315.461	328.760	342.445	357.090	373.115
Emborcação - Itumbiara	8.525.007	14.217.658	14.936.884	15.566.609	16.214.555	16.908.007	13.892.236
Emborcação - Nova Ponte	5.501.721	7.204.439	5.611.978	5.848.573	6.092.015	6.352.554	6.637.629
Emborcação - São Gotardo	15.739.838	26.250.260	27.578.177	28.740.846	29.937.158	31.217.489	25.649.428
Governador Valadares 2 - Mesquita	2.361.371	3.938.128	4.137.419	4.311.849	4.491.325	4.683.407	3.848.058
Guilman Amorim - Ipatinga 1	511.023	527.247	546.266	569.296	592.992	618.353	646.102
Guilman Amorim - Nova Era 2	196.413	202.649	209.959	218.810	227.918	237.666	248.331
Ipatinga - Porto Estrela	439.279	453.225	469.574	489.371	509.741	531.541	555.394
Ipatinga - Usiminas	67.419	69.559	72.068	75.107	78.233	81.579	85.240
Ipatinga 1 - Mesquita (LT1)	184.004	215.037	192.308	200.415	208.757	217.685	227.454
Ipatinga 1 - Mesquita (LT2)	184.004	247.478	258.597	269.499	280.717	292.723	265.767
Itabira 2 - Itabira 4	173.230	178.730	185.177	192.984	201.017	209.614	219.020
Itabira 2 - João Monlevade 2	296.493	305.907	316.941	330.303	344.052	358.766	374.866
Itabira 2 - Nova Era 2	255.932	264.058	273.583	285.117	296.984	309.686	323.583
Itabira 2 - Porto Estrela	845.292	872.128	903.588	941.682	980.879	1.022.828	1.068.728
Itabira 2 - Sabará 3	709.119	731.632	758.024	789.981	822.864	858.055	896.561
Itabira 4 - Taquaril	974.333	1.005.267	1.041.529	1.085.439	1.130.619	1.178.973	1.231.880
Itabirito 2 - Jeceaba	2.595.611	3.336.942	2.658.667	2.770.754	2.886.084	3.009.514	3.144.568
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 345kV	213.965	269.940	220.077	229.355	238.902	249.119	260.299
Itabirito 2 - Ouro Preto 2 500kV	683.410	1.108.072	1.163.379	1.212.426	1.262.892	1.316.902	1.095.490
Itabirito 2 - São Gonçalo do Pará	7.041.143	11.709.572	12.301.136	12.819.740	13.353.350	13.924.436	11.455.010
Itajubá 3 - Poços de Caldas	483.733	351.284	364.556	379.925	395.739	412.664	431.182
Jaguara - Nova Ponte	6.688.988	8.759.151	6.823.038	7.110.691	7.406.667	7.723.430	8.070.024
Jaguara - Pimenta (LT1)	3.077.189	3.174.885	3.289.409	3.428.087	3.570.778	3.723.491	3.890.585
Jaguara - Pimenta (LT2)	3.080.404	3.178.202	3.292.846	3.431.669	3.574.509	3.727.381	3.894.650
Jaguara - São Simão	21.712.285	28.434.523	22.152.598	23.086.531	24.047.487	25.075.933	26.201.232
Jaguara - Volta Grande	2.362.067	3.286.403	3.404.950	3.548.499	3.696.202	3.854.279	4.027.242
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT1)	39.885	52.229	40.684	42.399	44.164	46.053	48.119
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT2)	26.210	34.322	26.735	27.862	29.022	30.263	31.621
Jaguara 345 kV - Jaguará 500 kV (LT3)	52.990	69.389	54.052	56.330	58.675	61.185	63.930
Jagura - L. C. Barreto (Estreito)	446.147	460.311	476.915	497.022	517.710	539.851	564.077
Jeceaba - Lafaiete	1.514.649	1.931.996	1.554.162	1.619.684	1.687.102	1.759.255	1.838.202
Juiz de Fora 1 - Santos Dumont 2	1.444.726	2.393.786	2.514.510	2.620.520	2.729.596	2.846.334	2.345.314
Mesquita - Usiminas	278.121	465.638	490.978	511.678	532.976	555.770	455.347
Mesquita - Vespasiano 2	9.411.972	12.324.867	9.600.592	10.005.344	10.421.807	10.867.520	11.355.207
Montes Claros 2 - Várzea da Palma	6.550.739	10.925.055	11.477.718	11.961.608	12.459.499	12.992.358	10.674.996
Neves 1 - Sete Lagoas 4	1.103.334	1.138.522	1.179.590	1.229.321	1.280.490	1.335.253	1.395.174
Neves 1 - Taquaril	1.903.510	2.492.624	1.941.657	2.023.515	2.107.742	2.197.885	2.296.516
Neves 1 - Vespasiano 2	1.667.685	2.781.298	2.921.995	3.045.183	3.171.936	3.307.591	2.717.638
Nova Era 2 - Silicon	414.239	693.530	731.272	762.102	793.824	827.774	678.202
Nova Lima 6 - Taquaril	-	1.193.668	2.439.124	2.541.955	2.647.762	2.761.000	2.323.362
Ouro Preto 2 - Nova Lima 6	-	1.021.485	2.087.287	2.175.285	2.265.830	2.362.733	1.989.176
Ouro Preto 2 - Taquaril	2.678.462	2.071.766	-	-	-	-	-
Pimenta - Taquaril	5.766.217	5.950.230	6.164.866	6.424.771	6.692.196	6.978.403	7.291.564
Pirapora 2 - Várzea da Palma	1.526.577	2.545.963	2.674.755	2.787.520	2.903.548	3.027.725	2.487.690
Sabará 3 - Taquaril	176.513	182.117	188.687	196.641	204.826	213.586	223.171
São Gotardo 2 - Três Marias	7.275.677	12.134.077	12.747.901	13.285.340	13.838.330	14.430.158	11.856.345
Sete Lagoas 4 - Três Marias	4.505.526	4.649.213	4.816.919	5.019.996	5.228.949	5.452.577	5.697.265
Três Marias - Várzea da Palma	4.221.207	7.039.957	7.396.086	7.707.898	8.028.732	8.372.100	6.878.823
Total	217.434.666	303.080.872	276.327.677	287.977.385	299.964.183	312.792.842	295.093.309

Transmissão

Em 2017, a Companhia operou e manteve 38 subestações e 4.927 km de linhas de transmissão, nas tensões de 230, 345 e 500 kV, integrantes do Sistema Interligado Nacional (SIN). Além disso, é acessante em 6 subestações de outras transmissoras, onde opera e mantém ativos de transmissão.

A Companhia opera e mantém ativos de transmissão de outras 11 empresas, com as quais têm contratos de prestação de serviços de operação e manutenção, em 15 subestações (das quais 4 não são subestações da Companhia) e 360 km de linhas de transmissão.

Nossa missão, visão e valores

Missão: Atuar no setor de energia com rentabilidade, qualidade e responsabilidade social.

Visão (da controladora e compartilhada com a Companhia nos negócios aplicáveis): Consolidar-se, nesta década, como o maior grupo do setor elétrico nacional em valor de mercado, com presença em gás, líder mundial em sustentabilidade, admirado pelo cliente e reconhecido pela solidez e performance.

Valores: Integridade, ética, riqueza, responsabilidade social, entusiasmo no trabalho e espírito empreendedor.

Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional

Para disciplinar os comportamentos, atuações e decisões profissionais, a Cemig GT adota, desde 2004, a Declaração de Princípios Éticos e Código de Conduta Profissional, disponível na Internet, no site <http://www.cemig.com.br>, consolidada em 11 princípios que traduzem condutas e valores éticos incorporados à nossa cultura.

AMBIENTE REGULATÓRIO

Geração de energia elétrica

Apesar dos esforços envidados pela Cemig para a preservação da concessão das Usinas de São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande, estas usinas foram leiloadas no Leilão de Geração nº 01/2017.

Para a transição dos ativos entre a Cemig e as concessionárias vencedoras do leilão, a Cemig realizou a operação assistida da Usina de Volta Grande até 30 de novembro de 2017 e das Usinas de Jaguará e Miranda até 28 de dezembro de 2017. A Cemig seguiu operando a Usina de São Simão até 09 de maio de 2018.

Já o reajuste anual da receita de geração para as usinas arrematadas no leilão Aneel 12/2015 é realizado de maneira similar ao reajuste da transmissão, sendo utilizado o IPCA como índice de correção da inflação.

Conjuntura hidrológica brasileira

Em 2017, a hidrologia verificada nas bacias que compõem o sistema elétrico foi a pior dos últimos 5 anos, ficando em 76% da média histórica. Com destaque para a região Nordeste onde o verificado é o pior de todo o histórico com 29% da média. As baixas afluências, refletiram nos reservatórios do sistema que chegaram no final de setembro a 22,81% de armazenamento, 6% inferior ao armazenamento no mesmo mês de 2014. Neste cenário de baixo armazenamento e pouca afluência, tivemos preços altos ao longo do ano fechando 2017 com um preço de liquidação de diferenças (PLD) médio de R\$324,17/MWh. Outro fator impactado pela conjuntura do sistema foi o *Generation Scaling Factor* (GSF) que relaciona a geração hidráulica com a garantia física sazonalizada das usinas, em 2017 o GSF médio do sistema ficou em 0,81, o que leva aos agentes hidroelétricos a uma exposição de 19% de sua energia no mercado de curto prazo. Ao longo do ano houve momentos que o GSF chegou a 0,6, menor valor verificado na história.

A Companhia, antevendo esses efeitos em 2017 se planejou reservando energia para cobrir essa exposição ao risco hidrológico (GSF), reduzindo assim os efeitos da hidrologia ruim. As usinas de Irapé e Queimado tiveram o seu risco repactuado.

Transmissão

Por atuar em um mercado regulado, a receita dos ativos de transmissão da Companhia é estabelecida pela Aneel, sendo atualizada nos processos de revisão tarifária periódica, revisão tarifária extraordinária e reajuste tarifário anual. Semelhante ao que ocorre na Distribuidora, a Empresa atua junto ao Órgão Regulador para o reconhecimento de seus custos nos processos de revisões, reajustes e de homologação das RAPs para novos ativos.

O reajuste anual da receita de transmissão ocorre em 1º de julho de cada ano, exceto quando houver Revisão Tarifária. Esse processo tem o objetivo de corrigir a Receita Anual Permitida (RAP) homologada pela inflação, adicionar à RAP a receita oriunda dos reforços e melhorias que entraram em operação comercial no último ciclo tarifário (julho do ano anterior a junho do ano de reajuste) e calcular a Parcela de Ajuste. A metodologia do modelo regulatório é o *Revenue-cap*.

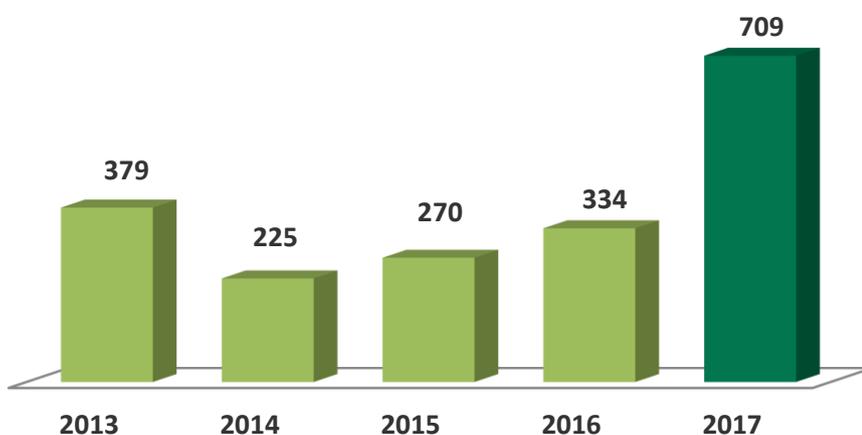
Em julho de 2017, a RAP da Companhia (contrato 006/97) foi reajustada em 131,3%, em função da aplicação do IPCA sobre a receita já homologada, do reconhecimento dos novos reforços e melhorias e também da adição do custo de capital não incorporado após a renovação da concessão ocorrida no início de 2013, conforme Portaria 120/2016 MME. Se desconsiderado o efeito do custo de capital não incorporado no valor da RAP, o reajuste seria de 6,5%.

A Companhia ainda possui a concessão de uma subestação licitada, SE Itajubá, cujo reajuste também ocorre em julho, tendo como índice de atualização o IGPM.

No caso da Cemig Itajubá (contrato 079/2000), o reajuste da RAP foi de -41,2%. Este contrato de concessão prevê que durante os primeiros 15 anos a RAP será plana e os 15 anos subsequentes de operação, seu valor será reduzido à metade. Como neste reajuste todos os ativos atingiram 15 anos de vida útil (parte deles já haviam atingido os 15 anos de vida útil no ciclo anterior), a RAP sofreu uma redução próxima de 50%.

A receita homologada para o ciclo 2017/18 das duas concessões soma R\$709 milhões, dos quais R\$371 milhões correspondem ao custo de capital não incorporado.

RAP Cemig Transmissão



DESEMPENHO DE NOSSOS NEGÓCIOS

(Valores expressos em Milhares de Reais, exceto se indicados de outra forma)

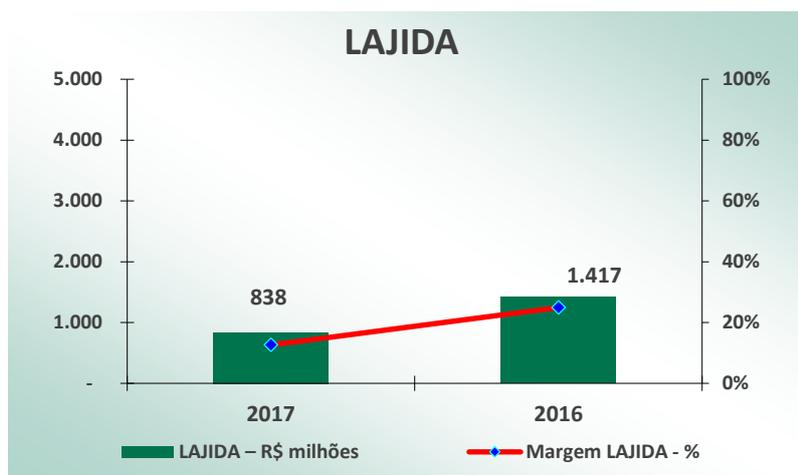
Resultado do exercício

A Cemig Geração e Transmissão apresentou, no exercício de 2017, um prejuízo líquido de R\$196 milhões em comparação ao lucro líquido de R\$ R\$41 milhões no exercício de 2016.

Lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização - LAJIDA

O LAJIDA da Companhia registrou queda de 40,86% em 2017 na comparação com 2016, conforme segue:

LAJIDA - R\$ milhões	2017	2016	Var %
Resultado do exercício	(196)	41	-
+ Despesa de IR e contribuição social correntes e diferidos	(171)	(36)	375,00
+ Resultado financeiro líquido	973	1.208	(19,45)
+ Amortização e depreciação	232	204	13,73
= LAJIDA	<u>838</u>	<u>1.417</u>	<u>(40,86)</u>



LAJIDA é uma medição de natureza não contábil elaborada pela Companhia, conciliada com suas Demonstrações Contábeis Regulatórias, observando as disposições do Ofício-Circular/CVM/SNC/SEP nº 01/2007 e da Instrução CVM nº 527, de 04 de outubro de 2012, consistindo no lucro líquido, ajustado pelos efeitos do resultado financeiro líquido, da depreciação e amortização e do imposto de renda e contribuição social. O LAJIDA não é uma medida reconhecida pelas práticas contábeis adotadas no Brasil ou pelas Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS), não possui um significado padrão e pode não ser comparável a medidas com títulos semelhantes fornecidos por outras companhias. A Emissora divulga LAJIDA porque o utiliza para medir o seu desempenho. O LAJIDA não deve ser considerado isoladamente ou como um substituto de lucro líquido ou lucro operacional, como um indicador de desempenho operacional ou fluxo de caixa ou para medir a liquidez ou a capacidade de pagamento da dívida.

A redução do LAJIDA em 2017, em comparação com 2016 deve-se, principalmente, ao estorno da receita de indenização da transmissão, no montante de R\$889 milhões. A margem do LAJIDA passou de 24,93% em 2016 para 12,61% em 2017.

Receita operacional

A composição da receita da Companhia é conforme segue:

Receita	R\$ Milhões	
	2017	2016
Fornecimento faturado	3.721	3.683
Fornecimento - não faturado	3	(36)
Suprimento faturado (*)	3.017	2.687
Suprimento - não faturado	(43)	213
Fornecimento bruto	6.698	6.547
Energia elétrica de curto prazo	640	152
Subtotal	7.338	6.699
Uso da rede elétrica de transmissão faturado	741	426
Total	8.079	7.125

(*) Inclui contrato de vendas no ACR às distribuidoras, vendas no ACL às comercializadoras e geradoras e contratos bilaterais com outros agentes.

Fornecimento bruto de energia elétrica

A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, é a seguinte:

	GWh		R\$ milhões		Preço Médio – R\$/MWh	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Industrial	13.578	15.495	3.152	3.468	232,14	223,81
Comercial	2.226	832	569	215	255,62	258,41
Fornecimento não faturado líquido	-	-	3	(36)	-	-
	15.804	16.327	3.724	3.647	-	-
Suprimento a outras concessionárias (*)	12.841	12.601	3.017	2.687	234,95	213,24
Suprimento não faturado líquido	-	-	(43)	213	-	-
	28.645	28.928	6.698	6.547	-	-

(*) Inclui contrato de vendas no ACR às distribuidoras, vendas no ACL às comercializadoras e geradoras e contratos bilaterais com outros agentes.

A receita com fornecimento bruto de energia elétrica foi de R\$6.698 milhões em 2017 em comparação a R\$6.547 milhões em 2016, representando um crescimento de 2,31% decorrente, principalmente, do aumento no preço médio/MWh faturado.

Receita de uso da rede elétrica de transmissão

A receita de uso da rede elétrica de transmissão da Companhia é constituída pela soma das receitas de todos os ativos da transmissão. Assim, os contratos de concessão estabeleceram as receitas anuais permitidas (RAPs) dos ativos do sistema existente, atualizada anualmente com base principalmente na variação do IPCA. A partir de então, todos os reforços e adequações que são implementados por meio de autorização específica da ANEEL constituem uma nova parcela de RAP.

Esta receita foi de R\$741 milhões em 2017 comparados a R\$426 milhões em 2016, representando crescimento de 73,91%. Conforme mencionado, essa variação decorre do reajuste pela inflação da RAP anual, ocorrida em julho de 2017, acrescida das novas receitas relacionadas aos investimentos autorizados. Inclui adicionalmente ajuste decorrente da variação do valor justo da base de remuneração de ativos.

Os percentuais e os índices aplicados para o reajuste variam de acordo com as concessões. Em 2017, os reajustes foram de 3,59% (IPCA) para a concessão da Companhia e 1,57% (IGPM) para a concessão de Cemig Itajubá.

Receita de energia elétrica de curto prazo – transações na CCEE

A receita com transações com energia na CCEE foi de R\$640 milhões em 2017 comparados a R\$152 milhões em 2016, representando um aumento de 321,05%. Esta variação decorre, principalmente, dos eventos descritos abaixo:

- Aumento de 244,28% do valor médio do preço de liquidação de diferenças – PLD (R\$324,17/MWh em 2017 e R\$94,16/MWh em 2016);
- Aumento da quantidade de energia disponível para liquidação no mercado atacadista em 2017.

Impostos e encargos incidentes sobre a receita

Os impostos e encargos incidentes sobre a receita foram de R\$1.432 milhões em 2017 comparados a R\$1.440 milhões em 2016, apresentando crescimento de 0,56%. Os impostos e encargos com impactos mais relevantes referem-se, principalmente, a impostos calculados com base em percentual do faturamento, como ICMS e Pasep/Cofins. Portanto, as suas variações decorrem, substancialmente, das variações ocorridas na receita.

Custos não gerenciáveis

Energia elétrica comprada para revenda

A despesa com energia elétrica comprada para revenda foi de R\$4.109 milhões em 2017 comparados a R\$3.052 milhões em 2016, representando um aumento de 34,63%. Esta variação decorre do aumento de 19,41% no volume de energia comprada em 2017 (22.690.422 MWh) comparado a 2016 (19.002.578 MWh), além do aumento de 14,43% no preço médio do MWh (R\$183,79 em 2017 e R\$160,62 em 2016).

Custos gerenciáveis

Os custos gerenciáveis foram de R\$1.480 milhões em 2017 em comparação com R\$952 milhões em 2016. A variação decorre, principalmente, dos eventos descritos abaixo:

Despesa com pessoal

A despesa com pessoal foi de R\$307 milhões em 2017 comparados a R\$452 milhões em 2016, representando redução de 32,08%. Essa variação decorre, principalmente, dos seguinte fatores:

- reajuste salarial de 8,50% a partir de novembro de 2016, em função de Acordo Coletivo (efeito integral em 2017);

- reconhecimento, em 2017 e 2016, de despesas com o programa de desligamento voluntário de pessoal, nos montantes de R\$49 milhões e R\$23 milhões, respectivamente;
- reajuste salarial de 1,83% a partir de novembro de 2017, em função de Acordo Coletivo;
- reversão de despesa com obrigações pós-emprego no montante de R\$59 milhões em 2017 em comparação a uma despesa de R\$77 milhões em 2016. Este resultado decorre das modificações no seguro de vida, que implicaram na redução do capital segurado dos aposentados em 20% a cada 5 anos, a partir de 60 anos, até o mínimo de 20%, representando uma redução de R\$142 milhões nas obrigações pós-emprego registradas em 31 de dezembro de 2017, em contrapartida ao resultado. Mais detalhes ver nota explicativa nº 18 destas demonstrações contábeis regulatórias.

Em contrapartida aos itens mencionados acima, ocorreu uma redução de 11,03% no número médio de empregados, sendo 1.460 em 2017 em comparação a 1.641 em 2016.

Provisões operacionais

As provisões operacionais representaram uma despesa de R\$187 milhões em 2017 comparados a R\$98 milhões em 2016, crescimento de 90,82%. Esta variação decorre, principalmente, da constituição da provisão para perdas nas opções de venda da SAESA – Santo Antônio Energia S/A. que, em 2017 representou um montante de R\$115 milhões em comparação ao valor de R\$49 milhões em 2016.

Receita de indenização da transmissão

Em 2017, o efeito líquido desta receita no resultado da Companhia foi reversão de R\$874 milhões. Considerando os critérios regulatórios relacionados ao recebimento dos valores de transmissão, estabelecidos na Resolução 762/17, a Companhia estornou, no exercício de 2017, o montante de R\$889 milhões referentes aos valores relacionados à atualização do contas a receber existente em 31 de dezembro de 2016, passando a registrar a receita em conformidade à Receita Anual Permitida (RAP).

Em 2016, a Companhia reconheceu receita no montante R\$751 milhões.

Receita de indenização da geração

Em 2017 a Companhia reconheceu receita no valor total de R\$296 milhões sendo R\$242 milhões referentes ao ajuste do saldo não amortizado dos projetos básicos das concessões das Usinas de São Simão e Miranda, conforme Portaria nº 291/17, e R\$54 milhões referentes à atualização pela SELIC. Mais detalhes nas notas explicativas nºs 3 e 13 das demonstrações contábeis regulatórias.

Resultado de equivalência patrimonial

Foram reconhecidas perdas líquidas com equivalência patrimonial de R\$125 milhões em 2017 na comparação com R\$171 milhões em 2016. As perdas referem-se principalmente ao resultado negativo com equivalência patrimonial na Renova de R\$390 milhões em 2017 (R\$373 milhões em 2016) e na Madeira Energia de R\$204 milhões em 2017 (R\$135 milhões em 2016).

Mais informações na nota explicativa nº 12.

Ajuste para perdas por desvalorização em investimentos

A Companhia registrou, em 2016, ajuste para perdas por desvalorização em investimentos no valor R\$763 milhões envolvendo os investimentos na Renova.

Mais informações na nota explicativa nº 12.

Receitas (despesas) financeiras

O resultado financeiro correspondeu a uma despesa financeira líquida de R\$973 milhões em 2017 comparada a uma despesa financeira líquida de R\$1.208 milhões em 2016, uma redução de 19,45%. Os itens que compõem o resultado financeiro e que apresentaram as variações mais expressivas estão relacionados a seguir:

- redução da renda de aplicação financeira: R\$39 milhões em 2017 comparado a R\$71 milhões em 2016, redução de 45,07%. Esta variação decorre, principalmente, da menor variação do CDI (9,93% em 2017 e 14,06% em 2016), principal indexador de remuneração das aplicações;
- aumento da variação monetária de depósitos vinculados: R\$83 milhões em 2017 comparado a R\$11 milhões em 2016. Em 2017, a Companhia reconheceu uma receita de R\$82 milhões, em função da reversão da provisão referente ao questionamento judicial da constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo de PASEP/COFINS (mais detalhes na nota explicativa nº 22b);
- redução da despesa com variação monetária – empréstimos e financiamentos: R\$37 milhões em 2017 comparados a R\$76 milhões em 2016, redução de 51,32% em função, principalmente, da redução na variação do IPCA, indexador da dívida, que foi de 2,95% em 2017, em comparação à variação de 6,29% em 2016;
- redução dos encargos de empréstimos e financiamentos: R\$914 milhões em 2017, comparado a R\$1.128 milhões em 2016, um redução de 18,97%, decorrente, principalmente, da menor variação do indexador no ano (9,93% em 2017 e 14,06% em 2016);
- despesa de variação cambial de empréstimos e financiamentos: Em 2017 a Companhia reconheceu despesa no montante de R\$57 milhões basicamente em função da captação de recursos indexados ao dólar (Eurobonds);

- despesa de variação monetária de adiantamento de clientes de energia: Em 2017 a Companhia reconheceu despesa de variação monetária no montante de R\$45 milhões referente aos contratos de antecipação de venda de energia firmados durante o exercício.

Vide a composição das receitas e despesas financeiras na nota explicativa nº 25 das demonstrações contábeis regulatórias.

Imposto de renda e contribuição social

Em 2017, a Companhia apurou créditos com imposto de renda e contribuição social no montante de R\$171 milhões em relação ao prejuízo de R\$367 milhões antes dos efeitos fiscais.

Em 2016, a Companhia apurou créditos com imposto de renda e contribuição social no montante de R\$36 milhões em relação ao resultado de R\$5 milhões antes dos efeitos fiscais.

Mais detalhes na nota explicativa nº 10 das demonstrações contábeis regulatórias.

Liquidez e recursos de capital

Nosso negócio é de capital intensivo. Historicamente, temos necessidade de capital para financiamento da construção de novas instalações de geração e da expansão e modernização das instalações de geração e transmissão existentes.

Nossas exigências de liquidez também são afetadas por nossa política de dividendos. Financiamos nossa liquidez e necessidades de capital principalmente com caixa gerado por operações e, em menor escala, com fundos provenientes de financiamento.

Em 31 de dezembro de 2017, o passivo circulante da companhia excedeu o ativo circulante em R\$1.253 milhões. Esse excesso foi decorrente, principalmente, de novos financiamentos obtidos com vencimento no curto prazo.

A Administração da Companhia monitora seu fluxo de caixa e, nesse sentido, avalia medidas visando à adequação de sua atual situação patrimonial aos patamares considerados adequados para fazer face às suas necessidades. No caso específico, já estão sendo feitas negociações com instituições financeiras para a rolagem da dívida com vencimento em 2017 para o longo prazo.

Caixa e equivalentes a caixa

O caixa e equivalentes a caixa em 31 de dezembro de 2017 totalizaram R\$366 milhões, em comparação com R\$361 milhões em 31 de dezembro de 2016. Em 31 de dezembro de 2017, nem os valores disponíveis no caixa, nem os equivalentes a caixa foram mantidos em outras moedas que não o Real. As razões para esta variação do caixa são apresentadas abaixo:

Fluxo de caixa das atividades operacionais

O caixa líquido gerado pelas atividades operacionais em 2017 e 2016 totalizou R\$870 milhões e R\$1.078 milhões, respectivamente.

Fluxo de caixa das atividades de investimento

O caixa líquido consumido pelas atividades de investimento em 2017 e 2016 totalizou, respectivamente, R\$435 milhões e R\$1.580 milhões. Essa variação deve-se, basicamente, ao resgate de investimentos temporários no montante de R\$1.453 milhões em 2016, utilizado, principalmente, para o pagamento da bonificação de outorga e pelos investimentos realizados no intangível naquele exercício.

Fluxo de caixa das atividades de financiamento

O caixa líquido consumido pelas atividades de financiamento durante 2017 totalizou R\$430 milhões e foi composto, principalmente, pela amortização de R\$3.473 milhões de empréstimos e pagamento de R\$255 milhões de juros sobre o capital próprio, parcialmente compensados pela captação de R\$3.198 milhões de empréstimos.

O caixa líquido gerado pelas atividades de financiamento durante 2016 totalizou R\$580 milhões e foi composto, principalmente, pela captação de R\$3.382 milhões de financiamentos, parcialmente compensados pela amortização de R\$2.591 milhões de empréstimos e financiamentos e pagamento de R\$211 milhões de juros sobre o capital próprio.

Política de captação de recursos e gestão da dívida

A Companhia reduziu a sua dívida em 2017, comparativamente a 2016, evidenciando a capacidade de geração de caixa para honrar os seus compromissos e amortizar o seu serviço de dívida.

Empresa	31/12/2011	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2017
Cemig GT	5.087.002	4.655.963	4.092.806	7.036.700	7.739.072	8.633.671	8.320.163

A empresa se manteve no firme propósito de alongar a dívida, cujos vencimentos se concentravam fortemente no curto prazo, refletindo o difícil acesso a fontes de recursos de mais longo prazo. O esforço conjunto de venda de ativos e redução do serviço da dívida no curto prazo era fundamental para o equilíbrio do fluxo de caixa e maximização do valor dos ativos da Companhia. A intenção da Companhia, anunciada ao mercado em 2017, de desinvestir em ativos que não faziam parte de seu negócio núcleo, que ainda não estavam gerando caixa na forma de dividendos ou, mesmo, que apresentavam a liquidez necessária para uma venda imediata, estava vinculada ao compromisso de desalavancagem.

No contexto do alongamento da dívida, a Companhia se preparou ao longo do ano para acessar o mercado internacional de dívida com uma emissão de eurobonds, no montante de US\$1 bilhão e prazo de sete anos. A emissão foi precificada em 30 de novembro de 2017 com um cupom de 9,25% a.a.. Os recursos foram utilizados, primordialmente, para o pagamento de dívidas de curto prazo, em especial aquelas que estavam alocadas no mercado de capitais local. Essa iniciativa contribuiu para a redução da exposição dos investidores institucionais locais ao risco Cemig, abrindo espaço para futuras emissões locais. Com o objetivo de se proteger da variação cambial, a Companhia realizou a liquidação financeira da emissão, em 05 de dezembro de 2017, concomitantemente com a contratação de uma operação de *hedge* para o valor total, incluindo os juros, através de uma combinação de *Swap* dos juros mais *Call Spread* do principal (em que a Companhia admite estar protegida até uma determinada cotação).

Complementando o esforço de reperfilamento da dívida com a emissão de eurobonds, a Companhia realizou ao longo do ano uma negociação construtiva com seus principais bancos credores, visando à substituição de dívidas que venciam a partir de 2017 por novas dívidas com amortizações programadas para ocorrer em 36 parcelas mensais a partir de janeiro de 2019. Ao final de dezembro, a Companhia concluiu o reperfilamento de suas dívidas, através de aditivos a operações de crédito de R\$741 milhões. O reperfilamento da dívida teve um custo de 140% da variação do CDI. Todas as dívidas contaram com garantias reais e a obrigação de amortização antecipada vinculada a venda de ativos da Companhia.

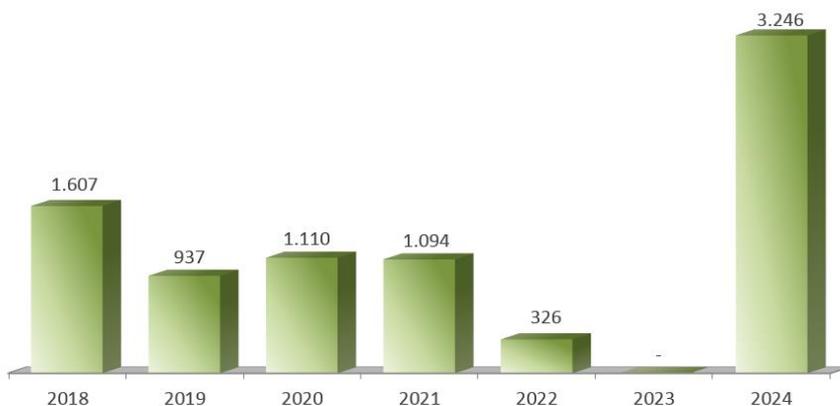
Tantos os eurobonds quanto os aditivos às operações bilaterais de empréstimo, todos objeto do reperfilamento da dívida, contam com *covenants* financeiros restritivos que limitam a capacidade de endividamento da Companhia. A Companhia entende, entretanto, que a manutenção das iniciativas de desinvestimento e conseqüente desalavancagem, bem como de eficiência operacional, assegurarão o cumprimento desses *covenants* financeiros.

Os detalhes das captações de recursos da Companhia estão descritos na nota explicativa nº 16 das demonstrações contábeis regulatórias.

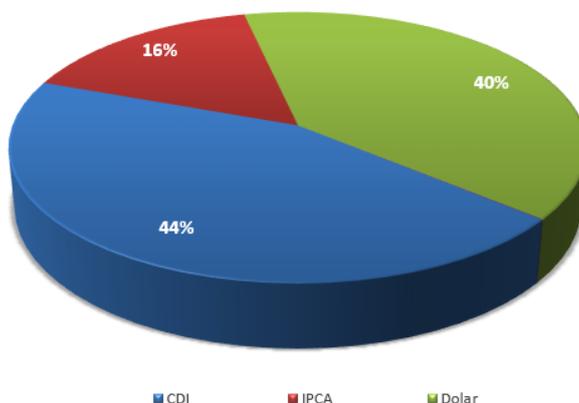
Somando-se os cerca de R\$3,2 bilhões captados no mercado internacional via emissão de Eurobonds e o reperfilamento das dívidas de R\$0,7 bilhão, a Companhia equilibrou o seu fluxo de caixa, ampliou significativamente o prazo médio de suas dívidas e aprimorou a sua qualidade de crédito.

O cronograma de amortizações da dívida pode ser visto no gráfico a seguir:

**Cronograma de Amortizações da Dívida
Posicionamento em Dezembro/2017 (R\$ milhões)**



A composição da dívida da Companhia é reflexo das fontes de recursos à disposição das suas subsidiárias através de papéis referenciados à taxa de juros local, bem como de sua intenção de evitar a exposição da dívida à moeda estrangeira (a emissão de eurobonds da Companhia contou com proteção à variação cambial através de uma operação de hedge).



No ano de 2017, as agências de classificação de risco realizaram movimentos de rating da Companhia com base em suas percepções sobre o andamento dos planos de desinvestimentos e de reperfilamento da dívida. Questões como a significativa concentração de vencimentos de dívida para o fim de 2017, a retração da demanda por eletricidade em virtude da recessão no Brasil e o término de algumas de suas concessões de geração, foram apontados como motivadores para certos rebaixamentos. Por outro lado, a diversificada e relevante base de ativos e investimentos, como forma de diluir o risco de negócios, bem como a posição de mercado ainda sólida foram vistos como mitigadores do risco.

Em maio, além de manter o rating BBB(bra) em escala nacional para a Companhia, a Fitch, pela primeira vez, atribuiu o rating em escala global (B+) para a Companhia. Porém, em novembro, rebaixou o rating da Companhia de BBB(bra) para BB-(bra) na classificação nacional e de B+ para B- na classificação global. Já a Moody's rebaixou, em junho, o rating da Companhia de Baa1.br para Ba1.br na classificação nacional e de B1 para B2 na classificação global, e, em outubro, rebaixou, novamente, o rating de Ba1.br para B2.br na classificação nacional e de B2 para B3 na classificação global.

A Companhia espera uma melhoria nos ratings da Companhia em 2018 em função das ações realizadas em 2017 para melhoria do perfil do endividamento.

PROPOSTA DE DESTINAÇÃO DO RESULTADO SOCIETÁRIO

A Assembleia Geral Ordinária ("AGO"), realizada em 30 de abril de 2018, aprovou a proposta de destinação do lucro líquido societário de 2017, no montante de R\$428.459 e da realização da reserva de ajustes de avaliação patrimonial no valor de R\$13.712, conforme proposta apresentada pelo Conselho de Administração, sendo:

- R\$214.230, correspondentes a 50% do lucro líquido societário, sejam destinados ao pagamento de dividendos mínimos obrigatórios;
- R\$206.372 sejam mantidos no patrimônio líquido na conta de reserva de retenção de lucros;
- R\$21.423 sejam destinados para constituição de reserva legal;
- R\$146 sejam destinados para constituição de reserva de incentivos fiscais.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

O Conselho de Administração da Companhia é composto de 15 membros efetivos e igual número de suplentes, indicados pelos acionistas. O Estatuto Social contempla mandato unificado de dois anos, podendo os conselheiros ser reeleitos ao término do mandato. Em 2017, foram realizadas 36 reuniões para deliberação sobre diversos assuntos como planejamento estratégico e orçamentário, projetos de investimento e aquisições, entre outros.

Conta ainda com 6 Comitês que apoiam o Conselho de Administração, cuja finalidade é assegurar objetividade, consistência e qualidade do processo decisório, analisando com profundidade as matérias de sua especialidade e emitindo sugestões de decisões ou ações e pareceres ao Conselho de Administração.

O Conselho Fiscal é permanente e constituído de 5 membros e, como constituído, atende aos requisitos de isenção da constituição de um comitê de auditoria em conformidade ao Securities Act e Lei Sarbanes-Oxley. Em 2017 foram realizadas 16 reuniões do Conselho Fiscal.

RELACIONAMENTO COM OS AUDITORES INDEPENDENTES

As políticas da Companhia na contratação de serviços de auditores independentes visam assegurar que não haja conflito de interesses e perda de independência ou objetividade, e se substanciam nos princípios que preservam a independência do auditor. Para evitar que haja subjetividade na definição de princípios de independência nos serviços prestados pelos auditores externos, foram estabelecidos procedimentos para a aprovação da contratação desses serviços, definindo expressamente (i) os serviços previamente autorizados, (ii) os serviços sujeitos à aprovação prévia do Conselho Fiscal/Comitê de Auditoria e (iii) os serviços proibidos.

É adotado o sistema de rodízio dos Auditores Independentes com periodicidade de cinco anos, atendendo à determinação da CVM. Procedemos, em 2017, a substituição dos nossos auditores. No exercício de 2016 nossos auditores foram a Deloitte Touche Tohmatsu Auditores Independentes que permaneceram até o final da auditoria das informações contábeis intermediárias de 31 de março de 2017, arquivadas na CVM em 15 de maio de 2017. A partir das informações Contábeis Intermediárias de junho de 2017, nossos auditores passaram a ser a Ernst & Young Auditores Independentes S.S que são responsáveis pela auditoria de nossas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017. Os serviços prestados pelos auditores independentes da Companhia foram como segue:

Serviços	2017	% em relação à auditoria	2016	% em relação à auditoria
Serviços de Auditoria:				
Auditoria de Demonstrações Financeiras	991	100	450	100
Revisão de ECF e das provisões trimestrais de IR e CSSL	56	6	17	4
Carta conforto para emissão de instrumentos de dívida	845	85	-	-
Total	1.892	191	467	104

Os serviços adicionais foram contratados em conjunto com os serviços de auditoria externa e referem-se, basicamente, à revisão dos procedimentos tributários adotados pela Companhia e à elaboração de carta conforto para emissão de instrumento de dívida, não representando nenhum tipo de consultoria, planejamento tributário ou conflito de interesse.

Deve ser ressaltado que qualquer serviço adicional a ser prestado pelos auditores independentes, incluindo o mencionado acima, é obrigatoriamente aprovado de forma prévia pela Diretoria e Conselho de Administração, sendo observada a eventual existência de conflito de interesse, perda de independência ou objetividade dos auditores, em conformidade aos termos previstos na Lei Sarbanes-Oxley e Instrução CVM nº 381/2003.

INVESTIMENTOS

Investimentos em geração

Os principais investimentos realizados em 2017 referem-se principalmente aos aportes realizados na investida Guanhães, construção de PCH's, e na usina de Belo Monte, já em fase final de construção e necessitando de menores aportes em relação ao passado, no montante de R\$233 milhões.

Renova Energia S.A. - Renova

Fundada em 2001, a Renova Energia S.A. – Renova é uma empresa focada em fontes renováveis de energia, a saber: parques eólicos, pequenas centrais hidrelétricas e usinas solares.

Nos últimos dois anos, diante de sua situação financeira delicada, a Renova baseou sua estratégia em 3 pontos principais: foco na execução de projetos em construção, adequação da estrutura de capital e revisão do plano de negócios. Atualmente, a Companhia detém diretamente 36,23% do capital total da Renova.

Em função do processo de reestruturação, foi realizada a venda de ativos em 2017 conforme segue:

- Complexo Eólico Alto Sertão II, com 386 MW de capacidade instalada e 181,6 MW médios, para a AES Tietê Energia S.A;
- 19.535.004 ações da TerraForm Global, para a Brookfield Asset Management, Inc, pelo valor de US\$ 4,75/ação;
- Projeto Umburanas I e II (226 MW médios), para a Engie Brasil Energia.

Investimentos em transmissão

Em 2017 foi aprovado o plano plurianual de investimentos da Companhia, que prevê investimentos da ordem de R\$1.140 milhões no período de 2017 a 2025.

PROGRAMA DE DESINVESTIMENTO

Em decorrência do agravamento da situação econômica, a Cemig, controladora da Companhia, vem implementando um processo de venda de ativos, iniciado em 2016, que culminou com a divulgação, em 1º de junho de 2017, de seu Programa de Desinvestimentos, que visa restabelecer o seu equilíbrio financeiro, por meio da redução acelerada do seu endividamento líquido.

Os critérios levados em conta para priorização foram:

- a) ativos com maior liquidez;
- b) ativos que não trazem retorno de curto prazo; e
- c) ativos não estratégicos e ou com participações pouco relevantes.

Para tanto, foi selecionado um portfólio que atenda às necessidades de desalavancagem, considerando uma expectativa de sucesso de, no mínimo, 50% até o primeiro semestre de 2018, considerando que os processos de alienação estão sujeitos a restrições legais, societárias e regulatórias.

Em 2017, foram concluídas as seguintes operações de alienação de ativos:

Ativo	Adquirente	Data do Closing	Valor (R\$ MM)
Ações da TerraForm Global	Brookfield Asset Management	03/07/2017	352
Complexo Eólico Alto Sertão II	AES Tietê	03/08/2017	600
Complexo Eólico Uburanas	Engie Brasil Energias	24/11/2017	17
Transmineiras (Transleste, Transudeste, Transirapé)	TAESA	30/11/2017	80

A Cemig continua com o foco na implementação do seu programa de desinvestimentos em 2018 através de ações que impliquem na alienação de participações, com a entrada de recursos que contribuirão para reduzir a alavancagem da Companhia.

AUDITORIA E GERENCIAMENTO DE RISCOS

Em 2017, as áreas responsáveis pela Gestão de Riscos Corporativos e por Compliance na Cemig foram reorganizadas na Companhia e, junto com a área responsável pelo Planejamento Estratégico, hoje se subordinam à Superintendência de Planejamento e Gestão da Estratégia, Riscos e Compliance, ligadas diretamente a Presidência da Empresa.

A superintendência coordena o Comitê de Monitoramento de Riscos Corporativos e é responsável por desenvolver e implementar políticas e procedimentos para manter o nível de exposição a riscos dentro de um patamar planejado, zelar pela conformidade com leis e regulamentos, zelar pela conduta ética de nossos profissionais, coordenar e dar suporte às atividades corporativas de compliance e gestão de riscos, elevando esses processos a um novo patamar.

Destaca-se, em 2017, a aprovação, pelo Conselho de Administração, da Política de Gerenciamento de Riscos Corporativos e da matriz de riscos da Companhia, abrangendo os negócios geração e transmissão.

Política antifraude

Em 2017, a Companhia revisou a política antifraude, explicitando a vedação de realizar doações de qualquer espécie, direta ou indireta, de dinheiro ou estimável em dinheiro, bens, serviços, inclusive por meio de publicidade, que tenham objetivo político com favorecimento a partidos políticos ou seus afiliados, estando estes ou não em ativa militância. Esta Política está alinhada às exigências da Lei Federal 9.504/1997, de 30 de setembro de 1997, “Lei das Eleições”.

A Companhia dispõe também de Canal de Denúncias Anônimas, Ouvidoria e Comissão de Ética, os quais instrumentalizam o registro e tratamento de eventuais irregularidades ou dilemas éticos afetos às suas operações. Todas as denúncias são avaliadas, e após concluídas são disponibilizadas aos denunciantes.

O Canal de Denúncias da Cemig preserva 100% do anonimato dos denunciantes. Por meio dele, podem ser reportadas situações consideradas de caráter discriminatório.

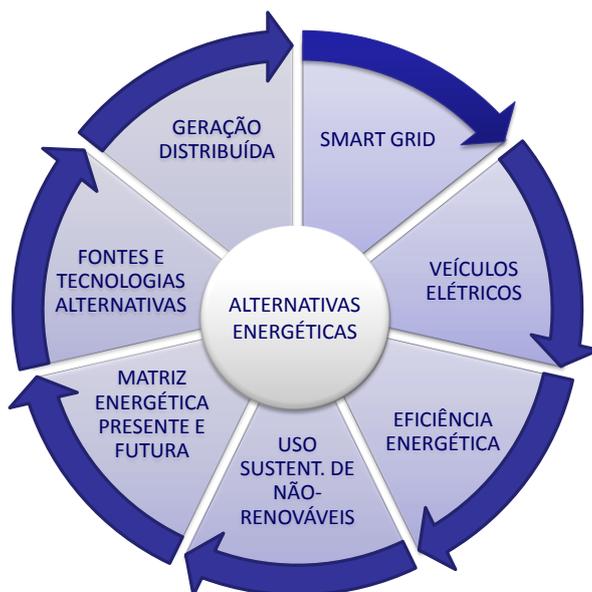
GESTÃO TECNOLÓGICA E INOVAÇÃO

O investimento constante em inovação, tecnologia e eficiência, aliados ao pioneirismo é historicamente na Cemig um determinante para seu posicionamento no mercado.

Nos últimos 3 anos a Cemig investiu mais de 38 milhões de reais em projetos de P&D, em diversos temas. Deseja-se promover e viabilizar o ciclo completo da cadeia da inovação, desenvolver conhecimento e transformar boas ideias, experimentos laboratoriais bem-sucedidos e qualidade de modelos matemáticos em resultados práticos que melhorem o desempenho das organizações e a vida das pessoas.

Alternativas energéticas

Na visão da Cemig, o termo “Alternativas Energéticas” abrange toda a cadeia energética, incluindo transporte, transformação, rotas tecnológicas, oferta e armazenamento, eficiência energética e uso final da energia. Por serem elementos integrantes e mutuamente dependentes na matriz energética, as alternativas energéticas se intercomunicam, conforme a figura seguinte.



Os impactos relativos às alternativas energéticas são essencialmente positivos ou têm intenções positivas, de acordo com as possibilidades elencadas a seguir:

- Redução do uso de combustíveis fósseis juntamente com a redução dos gases de efeito estufa;
- Minimização da carga sobre as fontes primárias e os recursos naturais com consequências diretas para as alterações climáticas decorrentes dos gases de efeito estufa;
- Desenvolvimento de tecnologias mais sustentáveis;
- Criação de configurações energéticas;
- Desenvolvimento local e regional.

Criação de competências científicas, técnicas e tecnológicas, sendo que os impactos diretos podem abranger a formação de recursos humanos juntamente com a publicação científica, o desenvolvimento de cadeias industriais com reflexos na produção industrial e de patentes. O conjunto destas atividades pode levar a reflexos econômicos.

RESPONSABILIDADE SOCIAL

O relacionamento com as comunidades vizinhas aos empreendimentos da Companhia é pautado pelo senso de corresponsabilidade e pelo estímulo ao desenvolvimento econômico e social local.

Em todas as interações da Empresa há o cuidado de se respeitar e ouvir aqueles que são afetados por alguma atividade ou têm contato direto com a Companhia.

Alguns projetos de destaque no ano de 2017 são:

Programa Al6%: o programa incentiva empregados e aposentados a repassarem 6% de seu imposto de renda devido aos Fundos da Infância e da Adolescência (FIA).

A Campanha 2017/2018 do Al6% envolveu a participação de 512 empregados que, voluntariamente, destinaram R\$375 mil, com o intuito de beneficiar crianças e adolescentes em situação de vulnerabilidade, atendidos por 151 instituições. A Companhia também destinou parte do imposto de renda devido para os mesmos FIAs.

Projetos culturais, esportivos e de saúde

A otimização de recursos, mesmo princípio que rege a sustentabilidade, foi o desafio para os projetos culturais, esportivos e de saúde durante o ano de 2017.

Além da crise financeira no País, a Empresa passou também por uma crise no setor com a perda de concessão de quatro importantes usinas para investidores estrangeiros.

Saúde:

A Cemig participou de dois Projetos do Ministério da Saúde em conjunto com o Governo de Minas – Secretaria de Estado da Saúde através do Pronon – Programa Nacional de Apoio Oncológico, beneficiando duas entidades no Estado de Minas Gerais, o Hospital Mário Penna e a Fundação Hospitalar São Francisco de Assis, ambos projetos tem como objetivo a ampliação da assistência, diagnóstico e tratamento oncológico a pacientes de câncer.

Esportes:

Em 2017, foram feitos investimentos em 28 projetos em todo o estado.

Para a comunidade, projetos de esporte geram benefícios de resgate social e cidadania, principalmente para as crianças e adolescentes, ao estimular a prática de esportes e gerar a possibilidade de se tornarem atletas.

Para a Cemig, estes projetos fortalecem sua imagem como empresa comprometida com o desenvolvimento de hábitos saudáveis, bem-estar e desenvolvimento das comunidades locais.

Cultura

Os patrocínios em cultura alcançaram o total de 250 projetos em 2017, quase o dobro de 2016, o que somente foi possível com o advento dos editais de cultura estadual, baseados em renúncia fiscal de ICMS que somaram cerca de metade do total investido. Os editais foram promovidos pela Secretaria de Estado da Cultura (MG), o que garantiu o alinhamento com as políticas públicas e assertividade dos projetos.

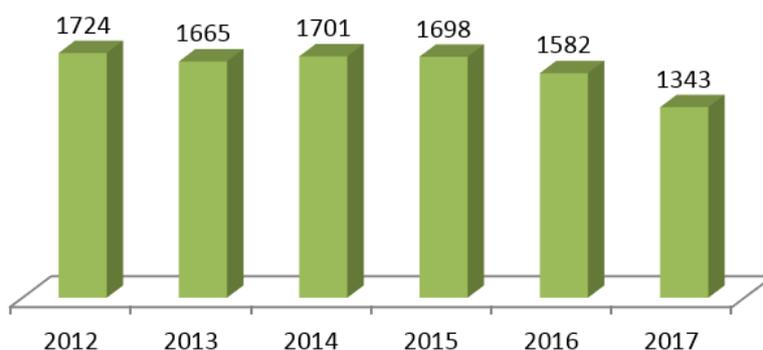
Recursos humanos

A Cemig Geração e Transmissão considera o seu capital humano fundamental para a realização do seu compromisso com a sustentabilidade econômica, social e ambiental e, com esse foco, adota as melhores práticas do mercado de trabalho na gestão de pessoas.

Quadro de empregados

Diante da realidade imposta pelas atuais condições de regulação do setor de energia, a Companhia segue trabalhando em busca de mais eficiência e maior alinhamento com as referências do setor. Em 2017 ocorreu uma redução significativa no quadro de empregados da Cemig, em decorrência do Programa de Desligamento Voluntário Programado – PDVP 2017, em continuidade à política de desligamento de empregados em plenas condições de aposentadoria. Nos últimos 5 anos, a quantidade de empregados passou de 1.665 em 2013 para 1.343 em 2017, conforme apresentado no gráfico a seguir:

Quantidade de empregados Cemig GT



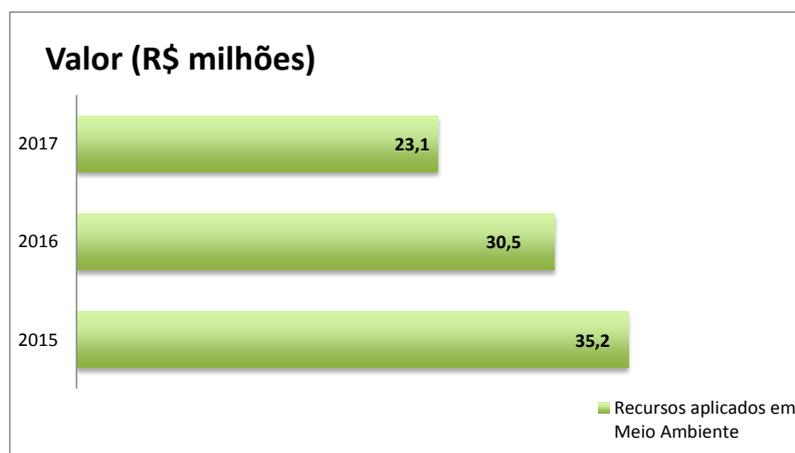
UniverCemig

Responsável pela capacitação e desenvolvimento dos empregados da Cemig, a UniverCemig constrói soluções educacionais, ministra os treinamentos internos, contrata treinamentos externos e no exterior, além de fazer a gestão dos cursos de pós-graduação e idiomas. Além disso, atende cursos para outras empresas, principalmente empreiteiras fornecedoras da distribuição.

A UniverCemig realizou, em 2017, 209.926 homens-hora de treinamento para os empregados do quadro próprio da Cemig, com 10.788 participações e contabilizou 35,52 horas de treinamento por empregado. Para empregados de outras empresas foram 3.260 participações e 91.658 homens-hora de treinamento. O valor anual investido em ações de treinamento e desenvolvimento foi de R\$3.726 por empregado próprio.

Meio ambiente

Em 2017, a Companhia totalizou cerca de R\$ 23,1 milhões em recursos aplicados em meio ambiente. A priorização e a alocação desses recursos são revistas periodicamente pelo Comitê de Adequação Socioambiental, dentro da estratégia ambiental da Companhia.

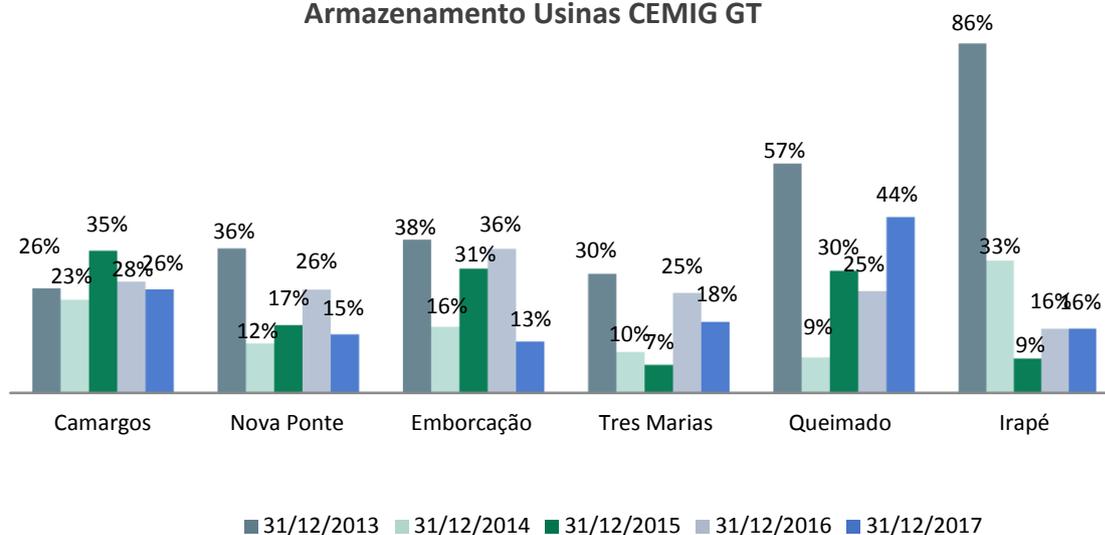


Recursos hídricos

A Companhia possui uma área dedicada à gestão de recursos hídricos, que através do planejamento adota medidas operativas em suas usinas hidrelétricas que visam calcular a geração ótima de cada usina, garantindo o melhor aproveitamento da água para a geração, sem impactar os demais usos da bacia hidrográfica.

A Companhia monitora regularmente uma rede que contempla as principais bacias hidrográficas de Minas Gerais, em 42 reservatórios e mais de 180 estações de coleta de dados físicos, químicos e biológicos.

Armazenamento Usinas CEMIG GT



Segurança de barragens

O processo que visa a garantir a segurança das barragens operadas e mantidas pela Companhia utiliza, em todas as suas etapas, uma metodologia respaldada nas melhores práticas nacionais e internacionais.

Neste contexto são contemplados os procedimentos de inspeção em campo, coleta e análise de dados de instrumentação, elaboração e atualização dos planos de segurança das barragens, planejamento e acompanhamento de serviços de manutenção, análise dos resultados e classificação das estruturas civis. Tendo como base a classificação das estruturas, é estabelecida a frequência das inspeções de segurança e a rotina de monitoramento.

Em 2017, a Companhia focou no estreitamento do relacionamento da Empresa com o público externo possivelmente envolvido em situações de emergência. No ano 2017, foram entregues oito planos externos para um total de 13 municípios. Ao longo dos anos de 2018 e 2019, outros 92 municípios serão envolvidos nessa etapa de oficialização do processo de comunicação em emergência.

Programas para a Ictiofauna

As ações do Peixe Vivo são sustentadas em três pilares: Programas de Conservação e Manejo, que visam à adoção das melhores práticas para conservação de peixes; Pesquisa e Desenvolvimento, que ampliam o conhecimento científico sobre a ictiofauna e proporcionam subsídios para estratégias de conservação mais eficientes; e Relacionamento com a Comunidade que divulga as ações e resultados do Programa para a sociedade, buscando seu envolvimento na construção do planejamento estratégico.

Em 2017, foram investidos aproximadamente R\$4 milhões em projetos e ações voltadas para a conservação da ictiofauna, incluindo gastos com projetos de pesquisa, manutenção de estações de piscicultura, educação ambiental e eventos voltados para o relacionamento com a comunidade.

Em 2017, foram produzidos cerca de 260 mil alevinos totalizando, aproximadamente, sete toneladas, que foram soltos em 25 peixamentos, com a participação de 210 pessoas das comunidades locais, em 16 municípios.

Desde a criação do Programa Peixe Vivo, as medidas e ações estabelecidas pelo Programa e desenvolvidas em parceria com as instituições de pesquisa garantiram a redução de 71% das mortes de peixes, com consequente redução de multas ambientais em decorrência de acidentes e da interrupção das operações.

Licenciamento ambiental

O licenciamento ambiental contribui para a efetiva regularidade dos empreendimentos da Companhia, sendo conduzido de forma a assegurar a análise adequada de todos os estudos e relatórios desenvolvidos e o atendimento aos órgãos ambientais competentes e a legislação aplicável. A Companhia possui 77% dos seus empreendimentos devidamente licenciados e 23% em processo de obtenção das respectivas licenças ambientais.

CONSIDERAÇÕES FINAIS

A Administração da Companhia é grata ao Governo do Estado de Minas, nosso acionista majoritário, pela confiança e apoio constantemente manifestados durante o ano. Estende também os agradecimentos às demais autoridades federais, estaduais e municipais, às comunidades servidas pela Companhia, aos acionistas e demais investidores e, em especial, à dedicação de seu qualificado corpo de empregados.

COMPOSIÇÃO DOS CONSELHOS, DO COMITÊ DE AUDITORIA E DA DIRETORIA

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	
NOMES	
Márcio Luiz Simões Utsch	
Cledorvino Belini	
Antônio Rodrigues dos Santos e Junqueira	
José Reinaldo Magalhães	
Romeu Donizete Rufino	
José João Abdalla Filho	
Marcelo Gasparino da Silva	
Renata Bezzerra Cavalcanti	
Cornélio Antônio Pereira	

CONSELHO FISCAL	
MEMBROS EFETIVOS	MEMBROS SUPLENTE
Gustavo de Oliveira Barbosa	Germano Luiz Gomes Vieira
Marco Aurélio de Barcelos Silva	Carlos Eduardo Amaral Pereira da Silva
Elizabeth Jucá e Mello Jacomet	Victor Lobato Garizo Becho
Rodrigo de Mesquita Pereira	Ronaldo Dias
Cláudio Morais Machado	Carlos Roberto de Albuquerque Sá

COMITÊ DE AUDITORIA	
NOMES	
Márcio de Lima Leite	
Pedro Carlos de Mello	
Roberto Tommasetti	

COMPOSIÇÃO DA DIRETORIA EXECUTIVA	
NOME	CARGO
Cledorvino Belini	Diretor Presidente
Dimas Costa	Diretor Cemig Comercialização
Maurício Fernandes Leonardo Júnior	Diretor de Finanças e Relações com Investidores
Paulo Mota Henriques	Diretor Cemig Geração e Transmissão
Daniel Faria Costa	Diretor Cemigpar
Ronaldo Gomes de Abreu	Diretor sem denominação específica
Luciano de Araújo Ferraz	Diretor de Regulação e Jurídico

RELAÇÕES COM INVESTIDORES

Superintendência de Relações com Investidores

Telefones: (31) 3506-5024 – 3506-5028

Fax: (31) 3506-5025 - 3506-5026

Endereço eletrônico

Site: www.cemig.com.br

E-Mail: ri@cemig.com.br

BALANÇOS PATRIMONIAIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

ATIVO

(Em milhares de Reais)

	Nota	2017	2016
CIRCULANTE			
Caixa e equivalentes de caixa	5	366.169	361.252
Consumidores e revendedores	7	303.325	358.902
Concessionários - transporte de energia	7	549.111	354.639
Serviços em curso		155.871	157.315
Tributos compensáveis	8a	30.064	55.486
Imposto de renda e contribuição social a recuperar	8b	138.435	176.464
Almoxarifado operacional		4.550	4.401
Investimentos temporários	6	416.060	274.771
Prêmio repactuação risco hidrológico		16.681	16.618
Despesas pagas antecipadamente		1.201	19.708
Dividendos a receber		-	34.566
Adiantamentos a fornecedores		69.914	1.059
Encargos setoriais	17	-	48.379
Outros ativos circulantes		115.160	48.090
TOTAL DO CIRCULANTE		2.166.541	1.911.650
Ativos de Operações Descontinuadas			
Bens Destinados à Alienação		6.820	20.772
NÃO CIRCULANTE			
Tributos compensáveis	8a	8.272	14.870
Tributos diferidos	9	116.705	-
Depósitos judiciais e cauções	11	309.994	229.294
Investimentos temporários	6	11.191	8.268
Valores a receber de partes relacionadas		357.549	74.630
Adiantamento a fornecedores		2.061	229.053
Prêmio repactuação risco hidrológico		35.060	46.305
Bens e direitos para uso futuro		853	853
Indenização pela concessão a receber	13	1.616.895	1.914.529
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)		8.649	-
Outros ativos não circulantes		52.202	107.793
Investimentos	12	7.140.405	7.704.361
Imobilizado	13	3.849.158	3.607.304
Intangível	13	55.000	37.470
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		13.563.994	13.974.730
ATIVO TOTAL		15.737.355	15.907.152

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

BALANÇOS PATRIMONIAIS

EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

PASSIVO

(Em milhares de Reais)

	Nota	2017	2016
CIRCULANTE			
Fornecedores	14	454.512	372.704
Empréstimos, financiamentos e debêntures	16	1.610.356	3.263.795
Obrigações sociais e trabalhistas		49.554	55.860
Benefício pós-emprego	18	52.395	45.377
Tributos	15	126.038	132.863
Encargos setoriais	17	305.569	193.485
Dividendos declarados e juros sobre capital próprio		564.230	605.000
Adiantamento de clientes	7	190.758	181.200
Outros passivos circulantes		53.727	91.123
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)		12.596	-
TOTAL DO CIRCULANTE		3.419.735	4.941.407
NÃO CIRCULANTE			
Empréstimos, financiamentos e debêntures	16	6.712.742	5.379.790
Benefício pós-emprego	18	852.136	861.084
Tributos	15	3.830	101.233
Provisão para litígios	19	96.294	105.296
Provisões - instrumentos financeiros – opções de Venda		311.593	196.173
Encargos setoriais	17	80.737	126.742
Tributos diferidos	9	-	17.386
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)		28.515	-
Outros passivos não circulantes		18.417	19.604
Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica	20	186.877	96.427
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE		8.291.141	6.903.735
TOTAL DO PASSIVO		11.710.876	11.845.142
Patrimônio líquido			
Capital social	21	1.837.710	1.837.710
Ajustes de avaliação patrimonial		29.345	(200.179)
Reservas de lucros		2.059.424	2.424.479
Adiantamento para futuro aumento de capital		100.000	-
TOTAL DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		4.026.479	4.062.010
TOTAL PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		15.737.355	15.907.152

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de Reais)

	Nota	2017	2016
RECEITA	22a	8.079.024	7.125.522
Fornecimento de energia elétrica		3.724.271	3.646.768
Suprimento de energia elétrica		2.973.782	2.900.309
Energia elétrica de curto prazo		640.145	152.456
Disponibilização sistema de transmissão		740.826	425.989
TRIBUTOS	22b	(1.178.757)	(1.194.092)
ICMS		(579.834)	(552.507)
PIS-PASEP		(106.818)	(114.347)
COFINS		(492.050)	(526.702)
ISS		(55)	(536)
ENCARGOS	22b	(253.263)	(245.509)
Pesquisa e desenvolvimento – P&D		(31.964)	(57.005)
Reserva global de reversão-RGR		(14.721)	20.146
Conta de desenvolv. econômico – CDE		(72.662)	(33.933)
Comp.financ.util.rec.hídricos-CFURH		(83.915)	(115.074)
Tx. fisc. de serv.energ. elétrica – TFSEE		(10.564)	(16.816)
PROINFA		(39.437)	(42.827)
RECEITA LÍQUIDA		6.647.004	5.685.921
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS	23	(4.434.806)	(3.349.156)
Energia elétrica comprada para revenda		(4.109.536)	(3.052.165)
Encargo transmissão e conexão		(314.899)	(296.951)
Matéria-prima e ins. prod. energia Elétrica		(10.371)	(40)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS		2.212.198	2.336.765
CUSTOS GERENCIÁVEIS		(1.480.415)	(952.368)
Pessoal e administradores	24a	(307.061)	(452.153)
Materiais		(11.993)	(12.538)
Serviços de terceiros	24b	(126.269)	(133.666)
Arrendamentos e aluguéis		(19.827)	(28.427)
Seguros		(3.413)	(3.357)
Doações, contribuições e subvenções		(3.580)	(1.988)
Provisões	24c	(149.588)	(97.765)
Provisões para perdas na alienação de bens e direitos		(37.680)	-
Perdas na alienação de bens e direitos		(7.450)	(446)
Ajuste referente à desvalorização em Investimentos		-	(762.691)
(-) Recuperação de despesas		1.999	1.539
Tributos		(1.562)	(1.652)
Depreciação e amortização		(232.033)	(203.622)
Gastos diversos		(49.127)	(49.792)
Outras receitas (reversão) - indenização da transmissão		(874.086)	751.101
Outras receitas - indenização da geração	3	296.551	-
Outras receitas operacionais	13	44.704	43.089
RESULTADO DA ATIVIDADE		731.783	1.384.397
Equivalência patrimonial		(125.276)	(170.934)
Equivalência patrimonial	12	(125.276)	(170.934)
Resultado financeiro	25	(973.160)	(1.208.485)
Receitas financeiras		190.608	167.850
Despesas financeiras		(1.163.768)	(1.376.335)
Resultado antes dos impostos		(366.653)	4.978
Imposto de renda e contribuição social	10	170.861	35.902
Lucro líquido (prejuízo) do exercício		(195.792)	40.880

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÃO DOS RESULTADOS ABRANGENTES

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de Reais)

	2017	2016
RESULTADO DO EXERCÍCIO	(195.792)	40.880
Outros resultados abrangentes		
Equivalência sobre resultados abrangentes de coligadas	(51.291)	29.424
Efeito de imposto de renda sobre resultados abrangentes de coligadas	17.439	(10.004)
Diferenças cambiais sobre conversão de operações estrangeiras	-	(136)
Efeito de imposto de renda sobre conversão de operações estrangeiras	-	46
Previdência privada – superávit (déficit) atuarial	(105.667)	(139.177)
Efeito de imposto de renda sobre superávit (déficit) atuarial	35.928	47.320
Ajustes de avaliação patrimonial - base de remuneração regulatória (BRR)	572.854	-
Efeito de imposto de renda sobre base de remuneração regulatória (BRR)	(194.772)	-
Outros resultados abrangentes do exercício, líquido de impostos	274.491	(72.527)
RESULTADO ABRANGENTE DO EXERCÍCIO	78.699	(31.647)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de Reais, exceto dividendos e juros sobre capital próprio por ação)

	Capital Social	Adiantamento para aumento de capital	Reservas de Lucros	Reserva de Reavaliação	Outros Ajustes de Avaliação Patrimonial	Lucros (Prejuízos) Acumulados	Total do Patrimônio Líquido
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2015 (reapresentado)	1.837.710	-	2.481.540	1.352	(128.986)	-	4.191.616
Resultado do exercício	-	-	-	-	-	40.880	40.880
Outros resultados abrangentes							
Ajuste de passivo atuarial - remensuração de obrigações de planos de benefícios definidos, líquida de impostos	-	-	-	-	(91.857)	-	(91.857)
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em controlada em conjunto	-	-	-	-	19.420	-	19.420
Diferenças cambiais de equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em controlada em conjunto	-	-	-	-	(90)	-	(90)
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	-	(72.527)	40.880	(31.647)
Destinação proposta à A.G.O.							
Reserva legal	-	-	3.493	-	-	(3.493)	-
Juros sobre capital próprio (R\$0,0287 p/ação)	-	-	-	-	-	(83.246)	(83.246)
Dividendos estatutários (R\$0,748 p/ação)	-	-	(216.754)	-	-	-	(216.754)
Realização de reserva de reavaliação regulatória	-	-	-	(18)	-	18	-
Parcela dividendos obrigatórios não distribuída – reversão provisão	-	-	202.041	-	-	-	202.041
Ajustes de diferenças de práticas societária e regulatória							
Bonificação pela outorga - RBO, líquido de imposto (nota 31.2.1)	-	-	(45.841)	-	-	45.841	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016	1.837.710	-	2.424.479	1.334	(201.513)	-	4.062.010
Adiantamento para futuro aumento de capital (nota 21)	-	100.000	-	-	-	-	100.000
Resultado do exercício	-	-	-	-	-	(195.792)	(195.792)
Outros resultados abrangentes							
Ajuste de passivo atuarial - remensuração de obrigações de planos de benefícios definidos, líquida de impostos	-	-	-	-	(69.739)	-	(69.739)
Ajustes de avaliação patrimonial - base de remuneração regulatória (BRR), líquido de imposto	-	-	-	378.082	-	-	378.082
Equivalência patrimonial sobre outros resultados abrangentes em controlada em conjunto	-	-	-	-	(33.852)	-	(33.852)
Resultado abrangente do exercício	-	-	-	378.082	(103.591)	(195.792)	78.699
Destinação proposta à A.G.O.							
Reserva legal	-	-	21.423	-	-	(21.423)	-
Reserva de incentivo fiscal - SUDENE	-	-	146	-	-	(146)	-
Dividendos Estatutários (R\$0,740 p/ação)	-	-	-	-	-	(214.230)	(214.230)
Realização de reserva de reavaliação regulatória	-	-	-	(44.967)	-	44.967	-
Retenção de lucros	-	-	(386.624)	-	-	386.624	-
SALDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017	1.837.710	100.000	2.059.424	334.449	(305.104)	-	4.026.479

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de Reais)

	Nota	2017	2016
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS			
Resultado do exercício		(195.792)	40.880
Ajustes por:			
Depreciação e amortização	13	232.033	203.622
Baixas de valor residual líquido de Imobilizado e Intangível		24.248	12.023
Indenização da transmissão	3	948.714	(687.347)
Provisão para perdas em investimentos	12	-	762.691
Equivalência Patrimonial	12	125.276	170.934
Juros e variações monetárias		962.862	1.080.878
Variação cambial de empréstimos e financiamentos	25	(56.638)	-
Amortização do custo de transação de empréstimos e financiamentos	16	28.684	44.709
Imposto de renda e contribuição social	10	(292.935)	(60.085)
Ajuste indenização usinas não renovadas (portaria 291)	13	(296.551)	-
Provisões para perdas operacionais, líquidas	24c	34.168	97.765
Provisões para perdas em instrumentos financeiros derivativos (Swap)	27	32.462	-
Provisões para perdas em instrumentos financeiros derivativos (opções de venda)	24c	115.420	48.559
Benefícios pós-emprego	18	(43.754)	100.252
		1.618.197	1.814.881
(Aumento) redução de ativos			
Consumidores e revendedores		(103.850)	293.363
Tributos compensáveis		32.020	(5.057)
Imposto de renda e contribuição social a recuperar		(13.585)	(99.435)
Transporte de energia		(52.559)	1.252
Depósitos vinculados a litígios		2.140	2.718
Dividendos recebidos		554.605	169.613
Indenização da transmissão	3	(74.628)	(63.754)
Adiantamento a fornecedores		(65.220)	(118.824)
Outros		96.510	113.710
		375.433	293.586
Aumento (redução) de passivos			
Fornecedores setoriais	14	82.682	66.813
Fornecedores demais	14	(874)	(25.932)
Tributos e contribuição social		(99.662)	(1.007)
IR e contribuição social a pagar	10	122.074	24.183
Salários e encargos sociais		(4.007)	2.005
Encargos setoriais		36.316	48.100
Benefícios pós-emprego		(63.843)	(54.438)
Adiantamento de clientes		(34.955)	181.200
Outros		13.436	(17.681)
		51.167	223.243
Caixa gerado pelas atividades operacionais		2.044.797	2.331.710
Imposto de renda e contribuição social pagos		(94.460)	(137.933)
Juros pagos	16	(1.080.075)	(1.116.060)
CAIXA LÍQUIDO GERADO PELAS ATIVIDADES OPERACIONAIS		870.262	1.077.717
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO			
Em investimentos – aporte		(254.231)	(871.993)
No imobilizado		(52.083)	(47.162)
No intangível		(10.072)	(2.278.594)
Em investimentos temporários		(119.054)	1.617.463
CAIXA LÍQUIDO CONSUMIDO PELAS ATIVIDADES DE INVESTIMENTO		(435.440)	(1.580.286)

	Nota	2017	2016
FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO			
Empréstimos obtidos	16	3.198.320	3.382.451
Juros sobre capital próprio e dividendos		(255.000)	(211.096)
Pagamentos de empréstimos	16	(3.473.225)	(2.591.237)
Adiantamento para futuro aumento de capital	21	100.000	-
CAIXA LÍQUIDO CONSUMIDO (GERADO) PELAS ATIVIDADES DE FINANCIAMENTO		(429.905)	580.118
VARIAÇÃO LÍQUIDA DO CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA			
Caixa e equivalentes de caixa no início do exercício		361.252	283.703
Caixa e equivalentes de caixa no fim do exercício		366.169	361.252

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações contábeis regulatórias.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

(Em milhares de reais, exceto se indicado de outra forma)

1. CONTEXTO OPERACIONAL

A Cemig Geração e Transmissão S.A. (“Companhia” ou “Cemig Geração e Transmissão”) é uma Sociedade Anônima de Capital Aberto, subsidiária integral da Companhia Energética de Minas Gerais (“Cemig”), constituída em 8 de setembro de 2004 e com início das suas operações a partir de 1º de janeiro de 2005, como resultado do processo de desmembramento das atividades da Cemig. Suas ações não são negociadas em Bolsa de Valores. A Companhia é uma entidade domiciliada no Brasil, em Belo Horizonte, Estado de Minas Gerais.

A Companhia tem por objeto social: (i) estudar, planejar, projetar, construir, operar e explorar Sistemas de Geração, Transmissão e Comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe tenham sido, ou venham a ser, concedidos, por qualquer título de direito ou a empresas das quais mantenha o controle acionário; (ii) desenvolver atividades nos diferentes campos de energia, em qualquer de suas fontes, com vistas à exploração econômica e comercial; (iii) prestar serviço de consultoria, dentro de sua área de atuação, a empresas no Brasil e no exterior e (iv) exercer atividades direta ou indiretamente relacionadas ao seu objeto social.

A Companhia possui participação em 59 usinas, sendo 54 usinas hidrelétricas, 3 eólicas, 1 termelétrica e 1 solar e linhas de transmissão pertencentes, na maior parte, à Rede Básica do Sistema Brasileiro de Geração e Transmissão, com capacidade instalada de 4.854 MW (informações não revisadas pelos auditores independentes).

Em 31 de dezembro de 2017, o passivo circulante da Companhia excedeu o ativo circulante em R\$1.253 milhões (R\$3.030 milhões em 31 de dezembro de 2016). Em 31 de dezembro de 2017, os empréstimos e financiamentos e debêntures, de curto e longo prazo, da Companhia totalizaram R\$1.610 milhões e R\$6.713 milhões, respectivamente. A Companhia apresentou fluxo de caixa operacional positivo no valor de R\$870 milhões em 2017 (R\$1.077 milhões em 2016).

Com relação à gestão da dívida, em 2017 foi realizada a captação de recursos no exterior de US\$1 bilhão (R\$3,2 bilhões) em Eurobonds, com vencimento em 2024. Além disso, fizemos o reperfilamento de R\$741 milhões da nossa dívida. Essas duas iniciativas, em conjunto, equilibraram o nosso fluxo de caixa, alongaram o prazo médio de nossas dívidas, além de aprimorar a nossa qualidade de crédito.

A Administração da Companhia monitora seu fluxo de caixa e, nesse sentido, avalia medidas visando à adequação de sua atual situação patrimonial aos patamares considerados adequados para fazer face às suas necessidades.

A Companhia possui participação societária nas seguintes Controladas, Controladas em conjunto e Coligada (informações em MW não auditadas pelos auditores independentes):

- Hidrelétrica Cachoeirão S.A. (Controlada em conjunto) – Produção e comercialização de energia elétrica em regime de produção independente, por meio da Usina Hidrelétrica Cachoeirão, localizada em Pocrane, no Estado de Minas Gerais.
- Baguari Energia S.A. (“Baguari Energia”) (Controlada em conjunto) - Implantação, operação, manutenção e exploração comercial da Usina Hidrelétrica Baguari, por meio de sua participação no Consórcio UHE Baguari (Baguari Energia – 49,00% e Neoenergia – 51,00%), localizada no Rio Doce, em Governador Valadares, Estado de Minas Gerais.
- Central Eólica Praias de Parajuru S.A. (“Central Eólica Praias de Parajuru”) (Controlada em conjunto) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio de Usina Eólica, localizada no município de Beberibe, no Estado do Ceará.
- Central Eólica Praias do Morgado S.A. (“Central Eólica Praias do Morgado”) (Controlada em conjunto) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio de Usina Eólica, localizada no município de Acaraú, no Estado do Ceará.
- Central Eólica Volta do Rio S.A. (“Central Eólica Volta do Rio”) (Controlada em conjunto) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio da Usina Eólica localizada no município de Acaraú, no Estado do Ceará.
- Hidrelétrica Pipoca S.A. (“Hidrelétrica Pipoca”) (Controlada em conjunto) - Produção independente de energia elétrica, mediante a implantação e exploração do potencial hidráulico denominado PCH Pipoca, localizada no rio Manhuaçu, municípios de Caratinga e Ipanema, Estado de Minas Gerais.
- Madeira Energia S.A. (“Madeira”) (Coligada) – Implementação, construção, operação e exploração da Usina Hidrelétrica de Santo Antônio por meio da seguinte Sociedade, por ela, controlada: Santo Antônio Energia S.A., localizada na bacia hidrográfica do Rio Madeira, no Estado de Rondônia;
- Lightger S.A. (“Light Ger”) (Controlada em conjunto) - Produção independente de Energia Elétrica, mediante a implantação e exploração do potencial hidráulico denominado PCH Paracambi, localizada no rio Ribeirão das Lages no município de Paracambi, Estado do Rio de Janeiro;
- Renova Energia S.A. (“Renova”) (Controlada em conjunto) – Sociedade de capital aberto, atua no desenvolvimento, implantação e operação de projetos de geração de energia de fontes renováveis - eólica, pequenas centrais hidrelétricas (“PCHs”) e solar, e na comercialização de energia a atividades relacionadas;

- Retiro Baixo Energética S.A. (“RBE”) (Controlada em conjunto) - A RBE é titular da concessão de exploração da Usina Hidrelétrica de Retiro Baixo, localizada no rio Paraopeba, na bacia do rio São Francisco, entre os municípios de Curvelo e Pompeu, Estado de Minas Gerais.
- Aliança Norte Energia Participações S.A. (“Aliança Norte”) (Controlada em conjunto) Sociedade de Propósito Específico (SPE), constituída pela Companhia, que detém 49,9% de participação, e a Vale S.A, que detém os 50,1% restantes, com a finalidade de aquisição de participação de 9%, na participação da Norte Energia S.A. (“NESA”), empresa detentora da concessão da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (“UHE Belo Monte”), no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará.
- Amazônia Energia Participações S.A (“Amazônia Energia”) (Controlada em conjunto) – Sociedade de Propósito Específico (SPE), criada pela Companhia, que detém 74,50% de participação, e a Light, que detém os 25,50% restantes, com a finalidade de aquisição de participação de 9,77% na participação da Norte Energia S.A. (“NESA”), empresa detentora da concessão da Usina Hidrelétrica de Belo Monte (“UHE Belo Monte”), no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará.
- Aliança Geração de Energia S.A. (“Aliança”) (Controlada em conjunto) - sociedade por ações de capital fechado, criada pela Cemig GT e Vale S.A. para se tornar uma plataforma de consolidação de ativos de geração detidos pelas partes em consórcios de geração, e investimentos em futuros projetos de geração elétrica. As duas partes subscreveram suas ações na empresa, na forma de suas participações nos seguintes ativos de geração: Porto Estrela, Igarapava, Funil, Capim Branco I e II, Aimorés e Candonga. Com esses ativos a controlada em conjunto tem uma capacidade instalada de geração hidrelétrica em operação de 1.158 MW (652 MW médios), entre outros projetos de geração. Vale e Cemig GT, detêm 55% e 45% do capital total, respectivamente.
- Cemig Geração Três Marias S.A - sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração da Usina de Três Marias, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A subsidiária possui 396 MW de potência instalada e 239 MW médios de Garantia Física.
- Cemig Geração Salto Grande S.A - sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração da Usina de Salto Grande, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A subsidiária possui 102 MW de potência instalada e 75 MW médios de garantia física.

- Cemig Geração Camargos S.A - sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração da Usina de Camargos, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A subsidiária possui 46 MW de potência instalada e 21 MW médios de garantia física.
- Cemig Geração Itutinga S.A - sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração da Usina de Itutinga, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A subsidiária possui 52 MW de potência instalada e 28 MW médios de garantia física.
- Cemig Geração Leste S.A, sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração das PCHs Dona Rita, Sinceridade, Neblina, Ervália, Tronqueiras e Peti, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A Cemig Geração Leste (PCHs Dona Rita, Sinceridade, Neblina, Ervália, Tronqueiras e Peti) possui 35,16 MW de potência instalada e 18,64 MW médios de Garantia Física.
- Cemig Geração Oeste S.A - sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração das PCHs Gafanhoto, Cajuru e Martins, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A Cemig Geração Oeste (PCHs Gafanhoto, Cajuru e Martins) possui 28,90 MW de potência instalada e 11,21 MW médios de garantia física.
- Cemig Geração Sul S.A - sociedade anônima, subsidiária integral da Companhia, tem por objetivo a produção e a comercialização de energia elétrica, como concessionária de serviços públicos, mediante a exploração das PCHs Coronel Domiciano, Marmelos, Joasal, Paciência e Piau, bem como o exercício de atividade de comercialização de energia elétrica no mercado livre de negociação. A Cemig Geração Sul (PCHs Coronel Domiciano, Marmelos, Joasal, Paciência e Piau) possui 39,53 MW de potência instalada e 27,42 MW médios de garantia física.
- Usina Hidrelétrica Itaocara S.A. (“UHE Itaocara”) – sociedade anônima, (controlada em conjunto) o Consórcio UHE Itaocara, formado pelas empresas Cemig GT e Itaocara Energia (grupo Light), é responsável pela construção da Usina Hidrelétrica Itaocara I (UHE Itaocara I).

Controladas e controladas em conjunto em fase pré-operacional:

- Guanhães Energia S.A. (“Guanhães Energia”) (Controlada em conjunto) – Produção e comercialização de energia elétrica por meio da implantação e exploração das Pequenas Centrais Hidrelétricas Dores de Guanhães; Senhora do Porto; e Jacaré, localizadas no Município de Dores de Guanhães; e Fortuna II, localizada no Município de Virginópolis. Todas no Estado de Minas Gerais. A previsão para o início da geração comercial é maio de 2018;
- Cemig Baguari Energia S.A. (“Cemig Baguari”) (Controlada) – Produção e a comercialização de energia elétrica em Regime de produção independente em futuros Empreendimentos.

Mais detalhes ver nota explicativa nº 12.

2. BASE DE PREPARAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS REGULATÓRIAS

2.1 Declaração de Conformidade

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas de acordo com as normas, procedimentos e diretrizes emitidos pelo Órgão Regulador e conforme as políticas contábeis estabelecidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014.

Essas demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas em consonância com as orientações emitidas pelo Órgão Regulador para demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras societárias da outorgada. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e a base de preparação das informações previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as Instruções Contábeis para fins Regulatórios especificam um tratamento ou divulgação alternativos em certos aspectos. Quando as instruções contábeis regulatórias não tratam de uma questão contábil de forma específica, faz-se necessário seguir as práticas contábeis adotadas no Brasil. A nota explicativa nº 31 apresenta uma reconciliação entre as demonstrações contábeis regulatórias e societárias elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de relatórios financeiros - IFRS, para melhor entendimento do leitor.

Com base nos fatos e circunstâncias existentes em 31 de dezembro de 2017, a Administração avaliou a capacidade da Companhia em continuar operando normalmente e está convencida de que suas operações têm capacidade de geração de recursos para dar continuidade a seus negócios no futuro. Adicionalmente, a Administração não tem conhecimento de nenhuma incerteza material que possa gerar dúvidas significativas sobre a sua capacidade de continuar operando. Assim, as demonstrações contábeis regulatórias de 31 de dezembro de 2017 da Companhia foram preparadas com base no pressuposto de continuidade.

Em 28 de outubro de 2019, a Administração da Companhia autorizou a emissão destas demonstrações contábeis regulatórias referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

2.2 Bases de mensuração

As demonstrações contábeis regulatórias foram preparadas com base no custo histórico, exceto por determinados instrumentos financeiros mensurados pelos seus valores justos quando requerido nas normas, conforme detalhado na nota explicativa nº 27.

2.3 Moeda funcional e moeda de apresentação

Essas demonstrações contábeis regulatórias são apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia. Todas as informações financeiras estão apresentadas em milhares de Reais, exceto quando indicado de outra forma.

As transações em moeda estrangeira, isto é, todas aquelas que não foram realizadas na moeda funcional da Companhia, foram convertidas para a moeda funcional pela taxa de câmbio da data em que as transações foram realizadas. Os saldos de ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são reavaliados para a moeda funcional da Companhia e de suas controladas pela taxa de câmbio na data base dos balanços. Os ganhos e as perdas cambiais resultantes da atualização desses ativos e passivos são reconhecidos como receitas e despesas financeiras no resultado.

2.4 Uso de estimativas e julgamentos

A preparação das demonstrações contábeis regulatórias exige que a Administração faça julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

Estimativas e premissas são revistas de uma maneira contínua, utilizando como referência a experiência histórica e também alterações relevantes de cenário que possam afetar a situação patrimonial e o resultado da Companhia nos itens aplicáveis. Revisões com relação a estimativas contábeis são reconhecidas no período em que as estimativas são revisadas e em quaisquer períodos futuros afetados.

As principais estimativas e julgamentos relacionados às demonstrações contábeis regulatórias referem-se ao registro dos efeitos decorrentes de:

- Nota 7 – Provisão para perdas em créditos de liquidação duvidosa;
- Nota 9 – Tributos diferidos;
- Nota 10 – Imposto de renda e contribuição social;
- Nota 12 – Provisão para perdas com investimentos;
- Nota 13 – Vidas úteis de ativos;
- Nota 18 – Benefícios pós-emprego;

- Nota 19 – Provisões para litígios;
- Nota 22 – Fornecimento não faturado de energia elétrica;
- Nota 27 – Instrumentos financeiros derivativos; e
- Nota 28 – Mensuração pelo valor justo.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores divergentes dos registrados nas demonstrações contábeis regulatórias devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas pelo menos anualmente.

2.5. Reclassificação de saldos comparativos

A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, com base nas orientações emanadas pelo “CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erros”, procedeu determinadas reclassificações nos saldos comparativos do balanço patrimonial do exercício findo em 31 de dezembro de 2016, cujas demonstrações contábeis regulatórias foram autorizadas pela Administração em 29 de janeiro de 2018.

As mudanças efetuadas não alteram o total patrimônio líquido, do prejuízo do exercício, das demonstrações de resultados abrangentes e de fluxos de caixa.

As reclassificações realizadas no balanço patrimonial do exercício findo em 31 de dezembro de 2016 encontram-se apresentadas a seguir:

DRE	Nota	31/12/2016 Originalmente apresentado	Reclassificação	31/12/2016 Reclassificado
ATIVO				
CIRCULANTE				
Consumidores e Revendedores	(a)	676.851	(317.949)	358.902
Concessionários - Transporte de Energia	(a)	36.690	317.949	354.639
Serviços em curso	(b)	31.207	126.108	157.315
Adiantamentos a fornecedores		-	1.059	1.059
Outros ativos circulante		1.061.566	(1.059)	1.060.507
TOTAL		1.806.314	126.108	1.932.422
ATIVO NÃO CIRCULANTE				
		13.974.730	-	13.974.730
TOTAL ATIVO		15.781.044	126.108	15.907.152
PASSIVO				
CIRCULANTE				
Encargos setoriais	(b)	67.377	126.108	193.485
Outros passivos circulante		4.747.922	-	4.747.922
TOTAL		4.815.299	126.108	4.941.407
PASSIVO NÃO CIRCULANTE				
		6.903.735	-	6.903.735
PATRIMÔNIO LÍQUIDO		4.062.010	-	4.062.010
TOTAL PASSIVO E DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO		15.781.044	126.108	15.907.152

- (a) Reclassificação para apresentação dos créditos referentes ao suprimento de energia elétrica a outras concessionárias, inclusive a comercialização de energia realizada no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (energia elétrica de curto prazo), na rubrica Concessionários – Transporte de Energia, conforme técnicas de funcionamento 7.2.12 do MCSE.
- (b) Reclassificação para apresentação dos os valores referentes aos serviços em curso, relativos aos projetos financiados pelos recursos de P&D e PEE, na rubrica de serviços em curso no ativo ao invés de serem apresentados líquidos dos passivos relativos aos encargos setoriais, para atendimento as técnicas de funcionamento 7.2.98 e 7.2.99 do MCSE.

2.6 Principais práticas contábeis regulatórias

As principais práticas contábeis utilizadas são as mesmas apresentadas na nota explicativa nº 2.7 das demonstrações financeiras societárias, exceto quanto ao que estabelecem as normas a seguir:

Imobilizado no segmento de transmissão: Os bens do ativo imobilizado são avaliados pelo Valor Novo de Reposição – VNR e deduzidos da depreciação acumulada. A depreciação é calculada sobre o saldo das imobilizações em serviço, pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas na Resolução 674/15, Manual de Controle Patrimonial vigente emitido pelo Órgão Regulador, que refletem a vida útil estimada dos bens, para os ativos relacionados às atividades de transmissão de energia elétrica. Os ativos não depreciados até o final da concessão serão revertidos para o Poder Concedente com a indenização dessa parcela não depreciada. Ganhos e perdas resultantes da baixa de um ativo imobilizado são mensurados como a diferença entre o valor líquido obtido da venda e o valor contábil do ativo, sendo reconhecidos no resultado no momento do encerramento das ordens de desativação e de alienação.

Nas demonstrações financeiras societárias, os saldos do Imobilizado referente aos ativos de transmissão são registrados no ativo financeiro, sendo reclassificados para o Imobilizado para fins das demonstrações contábeis regulatórias. Os valores correspondentes a depreciação nas demonstrações contábeis regulatórias são reconhecidos, nas demonstrações financeiras societárias, como redutores da receita operacional.

Ativo intangível no segmento de transmissão: os ativos intangíveis compreendem, principalmente, os ativos referentes à servidão. São mensurados pelo Valor Novo de Reposição - VNR, menos as despesas de amortização. A amortização, quando aplicável, é calculada pelo método linear.

Imobilizado no segmento de geração: Os bens do ativo imobilizado são avaliados pelo custo incorrido na data de sua aquisição ou formação, incluindo encargos financeiros capitalizados e deduzidos da depreciação acumulada. A depreciação é calculada sobre o saldo das imobilizações em serviço e investimentos em consórcio, pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas na Resolução 674/15, Manual de Controle Patrimonial vigente emitido pelo Órgão Regulador, que refletem a vida útil estimada dos bens, para os ativos relacionados às atividades de geração de energia elétrica, limitadas em determinadas situações ao prazo dos contratos de concessão aos quais se referem. As principais taxas estão demonstradas na nota explicativa nº 13 das demonstrações contábeis regulatórias. Os ativos não depreciados até o final da concessão serão revertidos para o Poder Concedente com a indenização dessa parcela não depreciada. Ganhos e perdas resultantes da baixa de um ativo imobilizado são mensurados como a diferença entre o valor líquido obtido da venda e o valor contábil do ativo, sendo reconhecidos nas demonstrações do resultado no momento do encerramento das ordens de desativação e de alienação.

Ativo intangível no segmento de geração: os ativos intangíveis compreendem, principalmente, os ativos referentes à servidão. São mensurados pelo custo incorrido na data de sua aquisição ou formação, menos as despesas de amortização, que quando aplicável é calculada pelo método linear.

Obrigações especiais vinculadas à concessão: Estão representadas pelos valores nominais ou bens recebidos de consumidores das concessionárias e de consumidores não cooperados das permissionárias, para realização de empreendimentos necessários ao atendimento de pedidos de fornecimento de energia elétrica. Esta conta é amortizada pela taxa média de depreciação dos ativos correspondentes a essas obrigações, conforme legislação vigente.

Nas demonstrações financeiras societárias as obrigações especiais são registradas como redutoras do ativo intangível e do ativo financeiro.

Reserva de reavaliação: é realizada proporcionalmente à depreciação, baixa ou alienação dos respectivos bens reavaliados, mediante a transferência da parcela realizada para lucros acumulados líquida dos efeitos de imposto de renda e contribuição social.

Para fins da contabilidade societária, a Lei 11.638/2007 permitiu a manutenção dos saldos de reservas de reavaliação existentes em 31 de dezembro de 2007 até a sua efetiva realização. A reavaliação compulsória foi estabelecida pela ANEEL.

A atualização foi registrada em 31 de dezembro de 2017, com base em Laudo de Reavaliação preparado pela empresa avaliadora em conjunto com a Companhia e está de acordo com os montantes homologados por meio do Despacho Aneel nº 2.181, de 16 de agosto de 2016. As Receitas Anuais Permitidas – RAP foram estabelecidas por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 2.258, de 30 de junho de 2017, considerando os montantes previamente homologados atualizados.

Segmentos operacionais – nas demonstrações contábeis regulatórias são apresentados os segmentos de geração, transmissão e atividade não vinculada em conformidade ao previsto no Manual de Contabilidade do Setor de Energia Elétrica.

Nas demonstrações contábeis societárias os segmentos apresentados são os de geração e transmissão, e refletem a gestão da Companhia e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados.

3. DAS CONCESSÕES E AUTORIZAÇÕES

A Cemig Geração e Transmissão, incluindo as participações em consórcio e as controladas integrais, detem junto à Aneel, as seguintes concessões e autorizações:

	Empresa detentora da concessão	Contrato de concessão	Data de Vencimento
GERAÇÃO			
Usinas Hidrelétricas			
Emborcação	Cemig GT	07/1997	07/2025
Nova Ponte	Cemig GT	07/1997	07/2025
Santa Luzia	Cemig GT	07/1997	02/2026
Irapé	Cemig GT	14/2000	02/2035
Queimado (Consórcio)	Cemig GT	06/1997	01/2033
Salto Morais	Cemig GT	02/2013	07/2020
Rio de Pedras	Cemig GT	02/2013	09/2024
Luiz Dias	Cemig GT	02/2013	08/2025
Poço Fundo	Cemig GT	02/2013	08/2025
São Bernardo	Cemig GT	02/2013	08/2025
Xicão	Cemig GT	02/2013	08/2025
Três Marias	Cemig Geração Três Marias	08/2016	01/2046
Salto Grande	Cemig Geração Salto Grande	09/2016	01/2046
Itutinga	Cemig Geração Itutinga	10/2016	01/2046
Camargos	Cemig Geração Camargos	11/2016	01/2046
Coronel Domiciano, Joasal, Marmelos, Paciência e Piau	Cemig Geração Sul	12/2016 e 13/2016	01/2046
Dona Rita, Ervália, Neblina, Peti, Sinceridade e Tronqueiras	Cemig Geração Leste	14/2016 e 15/2016	01/2046
Cajurú, Gafanhoto e Martins	Cemig Geração Oeste	16/2016	01/2046
Usinas Termelétricas			
Igarapé	Cemig GT	07/1997	08/2024
TRANSMISSÃO			
Rede Básica	Cemig GT	006/1997	07/2015
Subestação – SE Itajubá	Cemig GT	79/2000	10/2030

Concessões de geração

No negócio de geração, a Companhia vende energia através de leilões para as distribuidoras atenderem às demandas de seu mercado cativo e vende energia a consumidores livres no Ambiente de Contratação Livre (“ACL”). No ACL, a energia é negociada através das concessionárias de geração, Pequenas Centrais Hidrelétricas (“PCH”), auto geradores, comercializadores e importadores de energia.

Consumidores livres são aqueles cuja demanda excede a 3 MW em tensão igual ou superior a 69kV ou em qualquer nível de tensão, desde que o fornecimento tenha sido iniciado após julho de 1995.

Uma vez que um consumidor tenha optado pelo mercado livre, só poderá voltar ao mercado regulado após o período de cinco anos da comunicação desta intenção ao distribuidor de sua região. Esta comunicação prévia procura assegurar à distribuidora um período necessário para comprar energia adicional para suprir a reentrada de consumidores livres no mercado regulado. As geradoras estatais podem vender energia a consumidores livres, mas, diferentemente do que ocorre com geradores privados, são obrigados a fazê-lo através de um processo de leilão.

Leilão de concessões de geração de energia elétrica

Concessões das Usinas Hidrelétricas Jaguará, São Simão, Miranda e Volta Grande

Conforme o Contrato de Concessão 007/1997, as concessões das usinas hidrelétricas Jaguará (“Usina Jaguará”), São Simão (“Usina São Simão”), Miranda (“Usina Miranda”) e Volta Grande (“Usina Volta Grande”) venceram em agosto de 2013, janeiro de 2015, dezembro de 2016 e fevereiro de 2017, respectivamente.

Por entender que tinha direito à renovação das concessões de Jaguará, São Simão e Miranda, com base nos termos originais do Contrato de Concessão, a Companhia ingressou com medidas administrativas e judiciais requerendo a renovação/prorrogação das mesmas. Entretanto, estes requerimentos foram indeferidos pelo Ministério das Minas e Energia (“MME”) que entendeu que a solicitação foi feita de forma intempestiva em relação aos prazos e/ou regras definidas na Lei nº 12.783/13.

Como parte da discussão judicial, em março de 2017 foram revogadas as liminares que mantinham a Companhia na titularidade da concessão das usinas Jaguará e Miranda sob as bases iniciais do Contrato de Concessão 007/1997. A Companhia permaneceu com o controle do ativo e reconheceu as receitas de vendas de energia e custos operacionais dessas usinas até a data de revogação das liminares. A partir desta data, a Companhia cessou o reconhecimento das despesas de depreciação dessas usinas e passou a reconhecer as receitas referentes à prestação de serviços de operação e manutenção das referidas usinas, de acordo com o regime de cotas previsto na Lei nº 12.783/13. Conforme determinado pela Portaria nº 432/2015 do MME, a Usina São Simão estava sendo operada sob regime de cotas desde setembro de 2015.

Apesar da existência de discussões judiciais envolvendo as usinas São Simão, Jaguará e Miranda, em 27 de setembro de 2017, o Governo Federal leiloou as concessões das usinas hidrelétricas São Simão, Jaguará, Miranda e Volta Grande, com uma capacidade total de 2.922 MW, por um valor total de R\$12.130.784. Os licitantes vencedores das concessões são terceiros não relacionados à CEMIG.

Os novos Contratos de Concessão foram firmados em 10 de novembro de 2017, ocasião em que também foi formalizada a extensão dos períodos de Operação Assistida, mantendo a Companhia como responsável pela prestação do serviço de geração de energia elétrica das usinas até as seguintes datas:

- Usina Volta Grande: até 30 de novembro de 2017;
- Usina Jaguará e Usina Miranda: até 28 de dezembro de 2017;
- Usina São Simão: até 09 de maio de 2018.

A receita anual de geração (RAG) dessas usinas foi reconhecida no montante de R\$461.638 no ano de 2017 (R\$319.265 em 2016).

Em 03 de agosto de 2017, por meio da Portaria nº 291/17, o Ministério de Minas e Energia – MME estabeleceu os valores de indenização, à Companhia, pelos investimentos feitos nas usinas São Simão e Miranda e não amortizados até o fim do contrato. O valor original total da indenização era de R\$1.027.751, sendo R\$243.599 destinados à indenização da usina São Simão e R\$784.152 destinados à indenização da usina Miranda, valores referentes a setembro de 2015 e dezembro de 2016, respectivamente. Os valores estão sendo atualizados, *pro rata die*, pela taxa referencial do Sistema Especial de Liquidação e de Custódia - Selic para títulos federais, sendo reconhecidas receitas de atualização no montante de R\$54.217. Em 31 de dezembro de 2017, essas indenizações atualizadas correspondem ao montante de R\$1.081.472. Mais informações na nota explicativa nº 13.

Em 31 de dezembro de 2017, os investimentos realizados após a entrada em operação das Usinas Jaguará, São Simão e Miranda, nos valores de R\$40.452, R\$2.258 e R\$26.710, respectivamente, encontram-se classificados na rubrica Outros Ativos – Indenização pela concessão a receber.

Em 31 de agosto de 2018 a Companhia recebeu a indenização referente aos projetos básicos das Usinas São Simão e Miranda, no montante de R\$1.139.355, conforme previsto na Portaria MME nº 291/17. Os valores indenizados foram atualizados monetariamente pela variação da SELIC até a data do recebimento.

Concessões de transmissão

De acordo com os contratos de concessão de transmissão, a Companhia está autorizada a cobrar a TUST - tarifas de uso do sistema de transmissão. As tarifas são reajustadas anualmente na mesma data em que ocorrem os reajustes das Receitas Anuais Permitidas - RAP das concessionárias de transmissão. Esse período tarifário inicia-se em 1º de julho do ano de publicação das tarifas até 30 de junho do ano subsequente.

O serviço de transporte de grandes quantidades de energia elétrica por longas distâncias, no Brasil, é feito utilizando-se de uma rede de linhas de transmissão e subestações em tensão igual ou superior a 230 kv, denominada rede básica.

Qualquer agente do setor elétrico, que produza ou consuma energia elétrica tem direito à utilização desta Rede Básica, como também o consumidor, atendidas certas exigências técnicas e legais. Este é o chamado livre acesso, assegurado em lei e garantido pela ANEEL.

O pagamento do uso da transmissão aplica-se também à geração da Itaipu Binacional. Entretanto, devido às características legais dessa usina, os encargos correspondentes são assumidos pelas concessionárias de distribuição detentoras das respectivas quotas-partes da potência da usina.

Contrato de Concessão nº 006/97 - Transmissão

Em 22 de abril de 2016 o Ministério de Minas e Energia – MME publicou a Portaria MME nº 120 definindo o prazo e a forma para pagamento do valor remanescente da indenização de transmissão. A Portaria determinou que os valores homologados pela Aneel passassem a compor a Base de Remuneração Regulatória e que o custo de capital fosse adicionado às respectivas Receitas Anuais Permitidas (“RAP”).

O custo de capital correspondente aos ativos seria composto por parcelas de remuneração e depreciação. A atualização será pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA e o custo de capital não incorporado desde as prorrogações das concessões até o processo tarifário de 2017 deverá ser atualizado e remunerado pelo custo do capital próprio, real, do segmento de transmissão definido pela Aneel nas metodologias de Revisão Tarifária Periódica das Receitas das Concessionárias Existentes, na ocasião 10,44% ao ano, a ser pago pelo prazo de 8 anos com ressarcimento pela RAP.

Entretanto, apesar da homologação do valor correspondente à parcela dos ativos reversíveis ainda não amortizados assim como da Portaria MME nº 120 em 2016, não ocorreu naquele ano nenhuma regulamentação sobre os mecanismos e procedimentos que seriam adotados para a aplicação no arcabouço regulatório dos efeitos da Portaria MME nº 120 em 2016, relacionados principalmente a atualização financeira dos ativos. Desta forma, as determinações previstas na Portaria ainda estavam pendentes de regulamentação pela Agência Regulatória para efetivamente ser operacionalizada.

Destaca-se que no 4º trimestre de 2016, a Aneel promoveu audiências públicas para obtenção de subsídios com o objetivo de definir o arcabouço regulatório relacionado ao tema.

Dessa forma, em 31 de dezembro de 2016, os ativos de transmissão que seriam objeto de indenização, no montante de R\$ 1.805.230, estavam registrados de forma integral como indenização pela concessão a receber, sem a inclusão dos efeitos decorrentes da incorporação futura esperada dos ativos na base de remuneração, em função de não haver embasamento regulatório que suportasse esse procedimento.

Os efeitos da Portaria MME nº 120 foram refletidos no resultado do exercício de 2016, no montante de R\$751.101, referente basicamente às atualizações financeiras previstas sobre o valor da indenização a receber.

Em 16 de agosto de 2016, a Aneel, por meio do Despacho nº 2.181, homologou o valor de R\$892.050, na data base de dezembro de 2012, correspondente à parcela dos ativos reversíveis ainda não amortizados para fins de indenização à Companhia.

Em 21 de fevereiro de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 762 definindo os procedimentos e critérios a serem utilizados no cálculo do custo de capital a ser adicionado à Receita Anual Permitida de cada concessionária de transmissão abrangida pela Lei nº 12.783/2013, em consonância com a Portaria MME nº 120/2016.

Desta forma, a partir de 1º de julho de 2017, com base na Resolução Homologatória Aneel nº 2.258, de 27 de julho de 2017, a indenização começou a ser paga conforme os critérios estabelecidos, sendo que para fins regulatórios os ativos passaram a ser considerados como Ativo Imobilizado ou Intangível, dependendo da sua natureza, tendo sido alterada então a classificação de indenização de transmissão para ativos regulatórios incorporados na Base de Remuneração. Adicionalmente, em 2017 se fez necessária a realização da baixa de uma parcela da atualização dos valores antes registrados como indenização a receber no montante de R\$874.086 para que os mesmos passassem a ser registrados como receita em conformidade à RAP estabelecida.

Contudo os valores relativos ao Custo de Capital Próprio, no montante de R\$331.382, previstos na Portaria MME nº 120/16, foram mantidos como “Indenização a Receber”, uma vez que em 10 de abril de 2017, foi concedida tutela antecipada em favor da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Livres, da Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro e da Associação Brasileira dos Produtores de Ferroligas e de Silício Metálico no âmbito do processo judicial promovido por essas entidades em face da Aneel e da União visando a suspensão dos efeitos sobre as suas tarifas do pagamento da indenização dos ativos de transmissão devidos aos agentes do setor elétrico que fizeram a adesão aos termos da Lei 12.783/13.

A tutela antecipada foi em caráter parcial, com efeitos relacionados a suspensão da inclusão nas tarifas dos consumidores dessas Associações da parcela da indenização correspondente a remuneração do custo do capital próprio incorporado desde a prorrogação das concessões.

A Aneel, em atendimento à decisão judicial, através da Nota Técnica nº 183/2017-SGT/ANEEL, de 22 de junho de 2017, apresentou o novo cálculo excluindo os valores referentes ao Custo do Capital Próprio. A Companhia entende que esta é uma decisão provisória e que o seu direito de receber os devidos valores referentes aos ativos da Rede Básica Sistema Elétrico – RBSE está assegurado pela Lei.

Para esses ativos classificados como indenização a receber, a Companhia entende que deverá realizar a atualização financeira, com o registro dos efeitos no resultado do exercício, considerando a expectativa de realização dos créditos.

Concessões onerosas

Na obtenção das concessões para construção de alguns empreendimentos de geração de energia, a Companhia se comprometeu a efetuar pagamentos à Aneel, ao longo do prazo de vigência do contrato, como compensação pela exploração. As informações das concessões, com os valores a serem pagos, são como seguem:

Empreendimento	Percentual de participação %	Valor nominal em 2017	Valor presente em 2017	Período de amortização	Índice de atualização
Irapé	100,00	32.574	13.966	03/2006 a 02/2035	IGPM
Queimado (Consórcio)	82,50	8.198	3.844	01/2004 a 12/2032	IGPM
PCH Salto Morais	100,00	77	73	06/2013 a 07/2020	IPCA
PCH Rio de Pedras	100,00	588	499	06/2013 a 09/2024	IPCA
Diversas PCH's (*)	100,00	3.237	2.692	06/2013 a 08/2025	IPCA

(*) Luiz Dias, Poço Fundo, São Bernardo, Xicão

As concessões a serem pagas ao Poder Concedente preveem parcelas mensais com diferentes valores ao longo do tempo. Para fins contábeis e de reconhecimento de custos, em função do entendimento que representam um ativo intangível relacionado ao direito de exploração, são registradas a partir da assinatura dos contratos pelo valor presente da obrigação de pagamento.

As parcelas pagas ao poder concedente em 2017, o valor presente e o valor nominal das parcelas a serem pagas no período de 12 meses são como seguem:

Empreendimento	Percentual de participação %	Parcelas pagas em 2017	Valor presente das parcelas a serem pagas em 12 meses	Valor nominal das parcelas a serem pagas em 12 meses
Irapé	100,00	1.905	1.792	1.901
Queimado (Consórcio)	82,50	544	515	547
PCH Salto Morais	100,00	30	29	30
PCH Rio de Pedras	100,00	87	85	87
Diversas PCH's (*)	100,00	422	412	422

(*) Luiz Dias, Poço Fundo, São Bernardo, Xicão.

As taxas utilizadas pela Companhia para desconto a valor presente de seus passivos, de 12,50% e 5,10% (PCH's e UHE's), representam as taxas médias de captação de recursos em condições usuais na data do registro de cada concessão.

4. SEGMENTOS OPERACIONAIS

Os segmentos operacionais da Cemig Geração e Transmissão refletem o marco regulatório do setor elétrico brasileiro, com diferentes legislações para os setores de geração, e transmissão de energia elétrica.

Os segmentos mencionados acima refletem a gestão da Companhia e a sua estrutura organizacional e de acompanhamento de resultados. Em decorrência do marco regulatório do setor elétrico brasileiro, não existe segmentação por área geográfica.

Os custos e despesas operacionais referentes ao exercício de 2017 e 2016 estão apresentados nas tabelas a seguir:

	2017			
	Geração	Transmissão	Não Vinculada	Total
RECEITA	7.338.198	740.826	-	8.079.024
Fornecimento de energia elétrica	3.724.271	-	-	3.724.271
Suprimento de energia elétrica	2.973.782	-	-	2.973.782
Energia elétrica de curto prazo	640.145	-	-	640.145
Disponibilização do sistema de transmissão	-	740.826	-	740.826
Tributos	(1.133.080)	(45.677)	-	(1.178.757)
ICMS	(579.834)	-	-	(579.834)
PIS-PASEP	(98.674)	(8.144)	-	(106.818)
COFINS	(454.533)	(37.517)	-	(492.050)
ISS	(39)	(16)	-	(55)
Encargos	(131.835)	(121.428)	-	(253.263)
Pesquisa e desenvolvimento – P & D	(25.965)	(5.999)	-	(31.964)
Reserva geral de reversão – RGR	(12.638)	(2.083)	-	(14.721)
Conta de desenv. econômico – CDE	-	(72.662)	-	(72.662)
Compensação financ. utiliz. recursos hídricos – CFURH	(83.915)	-	-	(83.915)
Taxa de fisc.serviços energia elétrica – TFSEE	(9.317)	(1.247)	-	(10.564)
Outros encargos	-	(39.437)	-	(39.437)
Receita líquida	6.073.283	573.721	-	6.647.004
Custos não gerenciáveis	(4.434.806)	-	-	(4.434.806)
Energia elétrica comprada para revenda	(4.109.536)	-	-	(4.109.536)
Encargo de transmissão e conexão	(314.899)	-	-	(314.899)
Matéria-prima e insumos p/ Produção energia elétrica	(10.371)	-	-	(10.371)
Resultado antes dos custos gerenciáveis	1.638.477	573.721	-	2.212.198
Custos gerenciáveis	(100.756)	(1.087.683)	(291.976)	(1.480.415)
Pessoal e administradores	(107.504)	(87.450)	(112.107)	(307.061)
Material	(6.090)	(3.595)	(2.308)	(11.993)
Serviços de terceiros	(63.901)	(31.472)	(30.896)	(126.269)
Arrendamento e aluguéis	(10.381)	(4.846)	(4.600)	(19.827)
Seguros	(1.991)	(666)	(756)	(3.413)
Doações, contribuições e subvenções	(1.929)	(809)	(842)	(3.580)
Provisões	992	(10.075)	(140.505)	(149.588)
Provisões perdas na alienação de bens e direitos	(37.680)	-	-	(37.680)
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	(7.450)	(7.450)
(-) Recuperação de despesas	996	466	537	1.999
Tributos	(795)	(473)	(294)	(1.562)
Depreciação e amortização	(157.484)	(72.008)	(2.541)	(232.033)
Gastos diversos	(11.540)	(2.669)	(34.918)	(49.127)
Receita de indenização da transmissão	-	(874.086)	-	(874.086)
Receita de indenização da geração	296.551	-	-	296.551
Outras receitas operacionais	-	-	44.704	44.704
Resultado da atividade	1.537.721	(513.962)	(291.976)	731.783

DESCRIÇÃO	2016				
	Geração	Transmissão	Comercialização (1)	Não Vinculada	Total
RECEITA	3.140.825	425.989	3.558.708	-	7.125.522
Fornecimento de energia elétrica	88.060	-	3.558.708	-	3.646.768
Suprimento de energia elétrica	2.900.309	-	-	-	2.900.309
Energia elétrica de curto prazo	152.456	-	-	-	152.456
Disponibilização do sistema de transmissão	-	425.989	-	-	425.989
Tributos	(364.657)	(40.399)	(789.036)	-	(1.194.092)
ICMS	(85.914)	-	(466.593)	-	(552.507)
PIS-PASEP	(49.632)	(7.199)	(57.516)	-	(114.347)
COFINS	(228.614)	(33.161)	(264.927)	-	(526.702)
ISS	(497)	(39)	-	-	(536)
Encargos	(140.597)	(78.049)	(26.863)	-	(245.509)
Pesquisa e desenvolvimento – P & D	(26.880)	(3.262)	(26.863)	-	(57.005)
Reserva geral de reversão – RGR	16.978	3.168	-	-	20.146
Conta de desenv. econômico – CDE	-	(33.933)	-	-	(33.933)
Comp. financ. utiliz. rec.hídricos - CFURH	(115.074)	-	-	-	(115.074)
Taxa de fisc.serv. energia elétrica – TFSEE	(15.621)	(1.195)	-	-	(16.816)
Outros encargos	-	(42.827)	-	-	(42.827)
Receita líquida	2.635.571	307.541	2.742.809	-	5.685.921
Custos não gerenciáveis	(365.151)	-	(2.984.005)	-	(3.349.156)
Energia elétrica comprada para revenda	(68.160)	-	(2.984.005)	-	(3.052.165)
Encargo de transmissão e conexão	(296.951)	-	-	-	(296.951)
Matéria-prima e ins. prod. energia elétrica	(40)	-	-	-	(40)
Resultado antes dos custos gerenciáveis	2.270.420	307.541	(241.196)	-	2.336.765
Custos gerenciáveis	(499.678)	(205.756)	(23.465)	(223.469)	(952.368)
Pessoal e administradores	(189.927)	(133.947)	(18.293)	(109.986)	(452.153)
Material	(7.283)	(2.848)	(186)	(2.221)	(12.538)
Serviços de terceiros	(75.597)	(29.976)	(2.580)	(25.513)	(133.666)
Arrendamento e aluguéis	(8.499)	(11.187)	(1.778)	(6.963)	(28.427)
Seguros	(2.084)	(682)	(104)	(487)	(3.357)
Doações, contribuições e subvenções	(1.235)	(432)	(58)	(263)	(1.988)
Provisões	(26.583)	(10.547)	-	(60.635)	(97.765)
Ajuste referente à desvalorização em Investimentos	-	-	-	(762.691)	(762.691)
Perdas na alienação de bens e direitos	-	-	-	(446)	(446)
(-) Recuperação de despesas	373	186	27	953	1.539
Tributos	(905)	(356)	(40)	(351)	(1.652)
Depreciação e amortização	(184.686)	(15.477)	(453)	(3.006)	(203.622)
Gastos diversos	(3.252)	(490)	-	(46.050)	(49.792)
Receita de indenização da transmissão	-	-	-	751.101	751.101
Outras receitas operacionais	-	-	-	43.089	43.089
Resultado da atividade	1.770.742	101.785	(264.661)	(223.469)	1.384.397

(1) Em 2017 a Companhia reavaliou os seus segmentos operacionais e concluiu que os segmentos que refletem melhor a gestão e a estrutura organizacional da Companhia são os segmentos de geração e transmissão de energia elétrica.

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	2017	2016
Contas bancárias	2.077	2.811
Aplicações financeiras:		
Certificados de depósitos bancários	274.542	259.869
Overnight	85.243	98.572
Outros	4.307	-
	364.092	358.441
	366.169	361.252

Os Certificados de Depósito Bancário (CDB) são remunerados a um percentual do Certificado de Depósito Inter-bancário (CDI), divulgado pela Câmara de Custódia e Liquidação – CETIP, que variam entre 85% a 106% conforme operação (75% a 106% em 2016).

As operações de *overnight* consistem em aplicações de curto prazo, com disponibilidade para resgate no dia subsequente à data da aplicação. Normalmente são lastreadas por letras, notas ou obrigações do Tesouro e referenciadas em uma taxa pré-fixada de 6,89% em 31 de dezembro de 2017 (13,64% em 2016) e têm o objetivo de liquidar obrigações de curto prazo da Companhia ou serem utilizadas na compra de outros ativos de melhor remuneração para recompor o portfólio.

6. INVESTIMENTOS TEMPORÁRIOS

	2017	2016
Certificados de depósitos bancários	927	21.931
Letras Financeiras – Bancos	114.102	197.752
Letras Financeiras do Tesouro	278.319	51.410
Debêntures	15.524	10.713
Fundos vinculados	18.326	886
Outros	53	347
	427.251	283.039
Ativo Circulante	416.060	274.771
Ativo Não Circulante	11.191	8.268

Os Certificados de Depósito Bancário (CDB) são remunerados a um percentual do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) divulgado pela Câmara de Custódia e Liquidação (Cetip), que variam entre 100,25% a 105,25% (100,5% a 111% em 2016), conforme operação.

As Letras Financeiras – Bancos (LFs) são títulos de renda fixa, pós-fixados, emitidos pelos bancos e remunerados a um percentual do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) divulgado pela Câmara de Custódia e Liquidação (Cetip). As LFs que compõem a carteira da Companhia possuem taxa de remuneração que variam entre 102,10% a 112% do CDI (104,25% a 112,7% em 2016).

As Letras Financeiras do Tesouro (LFT) são títulos pós-fixados, cuja rentabilidade segue a variação da taxa SELIC diária registrada entre a data da compra e a data de vencimento do título.

Debêntures são títulos de dívida, de médio e longo prazo, que conferem a seu detentor um direito de crédito contra a companhia emissora. As debêntures possuem taxa de remuneração que variam entre 104,25% a 161,54% do CDI em 31 de dezembro de 2017 (104,25% a 113% em 31 de dezembro de 2016).

A classificação destes investimentos temporários de acordo com as categorias previstas na norma contábil está apresentada na nota explicativa nº 27 das demonstrações contábeis regulatórias.

7. CONSUMIDORES, REVENDEDORES E CONCESSIONÁRIOS – TRANSPORTE DE ENERGIA

Descrição	Valores Correntes							Valores Renegociados					Total 2017	Total 2016
	Corrente a Vencer		Corrente Vencida				PDD	Renegociada a Vencer		Renegociada Vencida		PDD		
	Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 90 dias	De 91 a 180 dias	De 181 a 360 dias	Mais de 360 dias		Até 60 dias	Mais de 60 dias	Até 60 dias	Mais de 60 dias			
Fornecimento de Energia	287.156	-	8.464	82	501	20.555	(17.611)	-	-	-	8.190	(4.012)	303.325	358.902
Industrial	13.659	-	8.214	82	429	20.541	(17.611)	-	-	-	8.190	(4.012)	29.492	86.594
Comercial	8.378	-	250	-	72	14	-	-	-	-	-	-	8.714	6.603
Fornec. Não Faturado	271.500	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	271.500	268.442
Arrecadação Processo de Classificação	(6.381)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(6.381)	(2.737)
Sup.Energia Moeda Nacional	75.181	-	112.761	-	-	3.867	-	-	-	15.210	661	-	207.680	19.475
Suprimento/Encargo Rede Não Faturado	331.313	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	331.313	298.474
Encargos de Uso da Rede Elétrica	2.186	-	-	-	-	7.932	-	-	-	-	-	-	10.118	36.690
Encargos Uso Rede	9.539	-	-	-	-	7.932	-	-	-	-	-	-	17.471	41.198
Arrecadação Processo de Classificação	(7.353)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(7.353)	(4.508)
Total	695.836	-	121.225	82	501	32.354	(17.611)	-	-	15.210	8.851	(4.012)	852.436	713.541

A exposição da Companhia a risco de crédito relacionada a consumidores e revendedores está divulgada na nota explicativa nº 27 das demonstrações contábeis regulatórias.

A provisão para perda estimada para créditos de liquidação duvidosa é considerada suficiente para cobrir eventuais perdas na realização desses ativos e sua movimentação é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2015	4.244
Reversões de perdas	(135)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	4.109
Saldo em 31 de dezembro de 2016	4.109
Constituição de provisão	17.514
Saldo em 31 de dezembro de 2017	21.623

Adiantamento de clientes

A Companhia recebeu de determinados clientes adiantamentos pela venda de energia, sendo que o saldo da obrigação referente a energia ainda não entregue está demonstrado a seguir:

Saldo em 31 de dezembro de 2016	181.200
Adição	282.602
Realização	(317.557)
Atualização financeira	44.513
Saldo em 31 de dezembro de 2017	190.758

Os adiantamentos serão atualizados até o momento da efetiva entrega da energia pela Companhia, nas condições a seguir:

Contraparte	31/12/2017			Saldos em 31/12/2017	Saldos em 31/12/2016
	Período previsto para faturamento da energia	Índice de atualização dos valores antecipados	Quantidade de MWh a entregar		
BTG Pactual	jan/2018	1,57% a.m.	137.461	17.287	181.200
BTG Pactual	jan/2018	1,2% a.m.	171.864	25.633	-
Deal Comercializadora	jan/2018	1,2% a.m.	5.208	772	-
White Martins Gases Industriais Ltda	fev/2018 a mar/2019	124% do CDI	333.887	147.066	-
				190.758	181.200

A receita de venda de energia antecipada somente será reconhecida no resultado quando ocorrer a sua efetiva entrega.

8. TRIBUTOS COMPENSÁVEIS E IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL A RECUPERAR

a) Tributos compensáveis

	2017	2016
Circulante		
ICMS a Recuperar	5.868	43.569
PASEP	488	695
COFINS	2.400	3.356
Outros	21.308	7.866
	30.064	55.486
Não Circulante		
ICMS a recuperar	7.731	13.869
COFINS	451	829
PASEP	90	172
	8.272	14.870
	38.336	70.356

Os créditos de ICMS a recuperar, registrados no ativo não circulante, são decorrentes de aquisições de ativo imobilizado e intangível e podem ser compensados em 48 meses.

Os créditos de PIS-PASEP e COFINS gerados pelas aquisições de máquinas e equipamentos são compensados de forma imediata, na forma da Lei 11.774/08. A transferência para o não circulante foi feita de acordo com estimativas da Administração dos valores que deverão ser realizados após dezembro de 2018.

b) Imposto de renda e contribuição social a recuperar

Os saldos de imposto de renda e contribuição social referem-se a créditos da declaração do imposto de renda da pessoa jurídica – DIPJ de anos anteriores e a antecipações que serão compensadas com tributos federais a pagar a serem apurados.

	2017	2016
Circulante		
Imposto de Renda	85.093	118.500
Contribuição Social	53.342	57.964
	138.435	176.464

9. TRIBUTOS DIFERIDOS

A Companhia possui créditos tributários de imposto de renda, constituídos à alíquota de 25%, e contribuição social, constituídos à alíquota de 9%, referentes aos efeitos de diferenças temporárias relacionadas ao seguintes itens:

	2017	2016
ATIVO		
Obrigações Pós-Emprego	252.231	247.771
Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa	7.352	1.397
Concessão Onerosa	8.227	8.262
Tributos com Exigibilidade Suspensa	-	25.308
Provisões	399.044	361.814
Outros	13.272	25.350
	680.126	669.902
PASSIVO		
Base de Remuneração Regulatória - BRR	(172.292)	(687)
Ganho na Indenização sobre Ativos de Transmissão	(206.493)	(516.895)
Custo Aquisição Participações Societárias	(136.967)	(145.572)
Atualização de depósitos judiciais	(28.007)	-
Outros	(19.662)	(24.134)
	(563.421)	(687.288)
Total do Ativo (Passivo) Líquido	116.705	(17.386)

A movimentação do imposto de renda e contribuição social diferidos é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2015	(124.791)
Efeitos sobre a BRR alocados às demonstrações de resultados abrangentes	47.320
Efeitos alocados às demonstrações de resultados	60.085
Saldo em 31 de dezembro de 2016	(17.386)
Efeitos sobre superávit atuarial alocados às demonstrações de resultados abrangentes	35.928
Efeitos sobre a BRR alocados à demonstração de resultados abrangentes	(194.772)
Efeitos alocados às demonstrações de resultados	292.935
Saldo em 31 de dezembro de 2017	116.705

O Conselho de Administração, em reunião realizada no dia 28 de março de 2018, aprovou o estudo técnico elaborado pela Diretoria de Finanças, Participações e de Relações com Investidores referente à projeção de lucros tributários societários. O referido estudo foi também submetido ao exame do Conselho Fiscal em 28 de março de 2018.

Conforme as estimativas da Companhia, os lucros tributáveis futuros permitem a realização do ativo fiscal diferido regulatório, existente em 31 de dezembro de 2017, conforme abaixo:

2018	109.433
2019	109.091
2020	109.091
2021	109.091
2022	109.091
2023	27.812
2024	27.812
2025	26.235
2026	26.235
2027	26.235
	680.126

10. DESPESA COM IMPOSTO DE RENDA E CONTRIBUIÇÃO SOCIAL

A conciliação da despesa nominal de imposto de renda (alíquota de 25%) e da contribuição social (alíquota de 9%) com a despesa efetiva apresentada na demonstração de resultado é como segue:

	2017	2016
Resultado antes do imposto de renda e contribuição social	(366.653)	4.978
Imposto de renda e contribuição social – despesa nominal esperada	124.662	(1.693)
Efeitos fiscais incidentes sobre:		
Juros sobre o capital próprio	-	102.000
Incentivos fiscais	5.284	477
Resultado de equivalência patrimonial	(56.215)	(49.512)
Ganho na diluição de participação societária	7.686	-
Multas indedutíveis	(403)	(574)
Contribuições e doações indedutíveis	(1.108)	(522)
Créditos fiscais não reconhecidos	-	(584)
Ajuste BRR	91.114	-
Outros	(159)	(13.690)
Imposto de renda e contribuição social – benefício fiscal	170.861	35.902
Imposto corrente	(122.074)	(24.183)
Imposto diferido	292.935	60.085
	170.861	35.902

11. DEPÓSITOS JUDICIAIS E CAUÇÕES

Os depósitos vinculados a litígios referem-se, principalmente, a contingências trabalhistas e obrigações fiscais.

Os principais depósitos vinculados a litígios, relativos às obrigações fiscais, referem-se ao imposto de renda na fonte sobre juros sobre capital próprio e ao Pasep/Cofins – referente à exclusão do ICMS da base de cálculo do Pasep e Cofins.

	31/12/2017	31/12/2016
Trabalhistas	29.676	28.476
Fiscais		
Imposto de renda sobre juros sobre capital próprio (JCP)	14.908	14.099
PASEP/COFINS (1)	183.606	101.233
IR/INSS - indenização do anuênio (2)	63.027	60.126
IPTU	6.497	6.089
Outros	4.186	8.378
	272.224	189.925
Outros		
Bloqueio judicial	521	120
Regulatórios	3.308	3.213
Outros	4.265	7.560
	8.094	10.893
	309.994	229.294

(1) Depósito judicial relativo ao questionamento da constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo de PASEP/COFINS. Vide detalhes na nota explicativa nº 15.

(2) Ver mais detalhes na nota explicativa nº 19 – provisões para litígios (indenização do anuênio).

12. INVESTIMENTOS

O quadro abaixo apresenta os investimentos em coligadas, controladas e controladas em conjunto.

	31/12/2017	31/12/2016
Coligadas		
Madeira Energia (usina de Santo Antônio)	534.761	643.890
FIP Melbourne (usina de Santo Antônio)	582.504	677.182
Controladas em conjunto		
Hidrelétrica Cachoeirão	57.957	50.411
Guanhães Energia	25.018	-
Hidrelétrica Pipoca	26.023	31.809
Lightger	40.832	41.543
Baguari Energia	148.422	162.106
Central Eólica Praias Parajuru	60.101	63.307
Central Eólica Volta do Rio	67.725	81.228
Central Eólica Praias de Morgado	50.569	59.586
Aliança Norte (usina de Belo Monte)	576.704	527.498
Amazônia Energia (usina de Belo Monte)	866.554	781.022
Aliança Geração	1.242.170	1.319.055
Retiro Baixo	157.773	161.848
Renova	282.524	688.625
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	3.699	2.782
Controladas		
Cemig Baguari	23	55
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.351.273	1.358.733
Cemig Geração Salto Grande S.A.	427.423	427.449
Cemig Geração Itutinga S.A.	166.823	163.506
Cemig Geração Camargos S.A.	127.070	122.639
Cemig Geração Sul S.A.	163.377	160.939
Cemig Geração Leste S.A.	113.252	111.343
Cemig Geração Oeste S.A.	67.828	67.805
Total do Investimento	7.140.405	7.704.361
Guanhães – passivo a descoberto de controlada em conjunto	-	(59.071)
Total	7.140.405	7.645.290

a) Direito de exploração da atividade regulada

No processo de alocação do preço de aquisição das controladas em conjunto, foi identificado, basicamente, o ativo intangível referente ao direito de exploração da atividade regulada. Este ativo está apresentado em conjunto com o valor histórico dos investimentos na tabela acima. A amortização destes ativos ocorrerá durante o período remanescente de vigência das concessões de forma linear.

	31/12/2015	Amortização	Baixa	31/12/2016	Amortização	Baixa	31/12/2017
Renova (1)	805.458	(42.767)	(762.691)	-	-	-	-
Retiro Baixo	30.706	(1.181)	-	29.525	(1.181)	-	28.344
Central Eólica Praias de Parajuru	20.868	(1.527)	-	19.341	(1.527)	(1.311)	16.503
Central Eólica Volta do Rio	14.818	(1.011)	-	13.807	(1.010)	(1.762)	11.035
Central Eólica Praias de Morgado	29.461	(2.055)	-	27.406	(2.055)	(1.395)	23.956
Madeira Energia (Usina de Santo Antônio)	163.296	(5.956)	-	157.340	(5.956)	-	151.384
Aliança Norte (Usina de Belo Monte)	58.489	(1.971)	-	56.518	(1.972)	-	54.546
	1.123.096	(56.468)	(762.691)	303.937	(13.701)	(4.468)	285.768

(1) Em 31 de dezembro de 2016, ocorreu um ajuste para baixa do ativo intangível de concessão da Renova.

b) A movimentação dos investimentos em controladas em conjunto é a seguinte:

	31/12/2016	Equivalência Patrimonial	Aportes/Aquisições	Dividendos	Resultado Abrangente	Outros	31/12/2017
Hidrelétrica Cachoeirão	50.411	10.187	-	(2.641)	-	-	57.957
Guanhães Energia (1)	-	(13.099)	97.188	-	-	(59.071)	25.018
Hidrelétrica Pipoca	31.809	2.292	-	(8.078)	-	-	26.023
Madeira Energia (usina de Santo Antônio)	643.890	(109.129)	-	-	-	-	534.761
FIP Melbourne (usina de Santo Antônio)	677.182	(94.678)	-	-	-	-	582.504
Baguari Energia	162.106	16.590	-	(30.274)	-	-	148.422
Central Eólica Praias Parajuru (2)	63.307	(1.489)	-	(406)	-	(1.311)	60.101
Central Eólica Volta do Rio (2)	81.228	(11.741)	-	-	-	(1.762)	67.725
Central Eólica Praias de Morgado (2)	59.586	(7.622)	-	-	-	(1.395)	50.569
Lightger	41.543	1.858	-	(2.569)	-	-	40.832
Amazônia Energia (usina de Belo Monte)	781.022	705	84.827	-	-	-	866.554
Aliança Norte (usina de Belo Monte)	527.498	(2.352)	51.558	-	-	-	576.704
Aliança Geração	1.319.055	71.756	-	(148.641)	-	-	1.242.170
Retiro Baixo	161.848	9.688	-	(13.763)	-	-	157.773
Renova	688.625	(390.249)	18.000	-	(33.852)	-	282.524
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	2.782	(1.741)	2.658	-	-	-	3.699
Cemig Baguari	55	(32)	-	-	-	-	23
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.358.733	179.689	-	(187.149)	-	-	1.351.273
Cemig Geração Salto Grande S.A.	427.449	62.230	-	(62.256)	-	-	427.423
Cemig Geração Itutinga S.A.	163.506	37.410	-	(34.093)	-	-	166.823
Cemig Geração Camargos S.A.	122.639	31.058	-	(26.627)	-	-	127.070
Cemig Geração Sul S.A.	160.939	36.675	-	(34.237)	-	-	163.377
Cemig Geração Leste S.A.	111.343	29.707	-	(27.798)	-	-	113.252
Cemig Geração Oeste S.A.	67.805	17.011	-	(16.988)	-	-	67.828
Total do Investimento	7.704.361	(125.276)	254.231	(595.520)	(33.852)	(63.539)	7.140.405

	31/12/2015	Equivalência Patrimonial	Aportes/Aquisições	Dividendos Provisão	Resultado Abrangente	Outros	31/12/2016
Hidrelétrica Cachoeirão	40.844	11.122	-	(1.555)	-	-	50.411
Guanhães Energia (1)	18.444	(102.108)	24.593	-	-	59.071	-
Hidrelétrica Pipoca	26.237	5.571	-	-	-	1	31.809
Madeira Energia (Usina de Santo Antônio)	675.983	(71.093)	39.000	-	-	-	643.890
FIP Melbourne (Usina de Santo Antônio)	703.403	(63.755)	40.214	-	-	(2.680)	677.182
Baguari Energia (2)	187.227	41.037	-	(14.118)	-	(52.040)	162.106
Central Eólica Praias Parajuru	63.045	287	-	(25)	-	-	63.307
Central Eólica Volta do Rio	85.101	(3.838)	-	(35)	-	-	81.228
Central Eólica Praias de Morgado	62.071	(2.440)	-	(45)	-	-	59.586
Lightger	37.455	4.088	-	-	-	-	41.543
Amazônia Energia (Usina de Belo Monte)	495.768	(6.659)	291.913	-	-	-	781.022
Aliança Norte (Usina de Belo Monte)	354.284	(6.551)	179.765	-	-	-	527.498
Aliança Geração	1.327.246	103.849	-	(112.040)	-	-	1.319.055
Retiro Baixo	147.905	16.089	-	(2.146)	-	-	161.848
Renova (3)	1.527.435	(373.313)	277.864	-	19.330	(762.691)	688.625
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	-	-	2.782	-	-	-	2.782
Cemig Baguari	-	(24)	79	-	-	-	55
Cemig Geração Três Marias S.A.	-	141.455	1.291.423	(33.596)	-	(40.549)	1.358.733
Cemig Geração Salto Grande S.A.	-	45.745	405.268	(10.865)	-	(12.699)	427.449
Cemig Geração Itutinga S.A.	-	21.840	151.309	(5.187)	-	(4.456)	163.506
Cemig Geração Camargos S.A.	-	16.388	113.499	(3.892)	-	(3.356)	122.639
Cemig Geração Sul S.A.	-	22.277	148.147	(5.291)	-	(4.194)	160.939
Cemig Geração Leste S.A.	-	17.583	100.569	(4.176)	-	(2.633)	111.343
Cemig Geração Oeste S.A.	-	11.516	60.595	(2.736)	-	(1.570)	67.805
Total do Investimento	5.752.448	(170.934)	3.127.020	(195.707)	19.330	(827.796)	7.704.361
Guanhães – passivo a descoberto de controlada em conjunto	-	-	-	-	-	(59.071)	(59.071)
Total	5.752.448	(170.934)	3.127.020	(195.707)	19.330	(886.867)	7.645.290

(1) Transferência para passivo a descoberto;

(2) O montante de R\$52.040 refere-se à redução de capital;

(3) O montante de R\$762.691 refere-se ao ajuste para baixa do ativo intangível de concessão em função, basicamente, de *impairment* nos ativos da Renova na operação com a Terraform.

c) As principais informações sobre as controladas em conjunto estão apresentadas abaixo, sendo que não foram ajustadas pelo percentual de participação mantido pela Companhia:

Sociedades	Quantidade de Ações	Em 31 de dezembro de 2017			Em 31 de dezembro de 2016		
		Participação (%)	Capital Social	Patrimônio Líquido	Participação (%)	Capital Social	Patrimônio Líquido
Coligadas							
Madeira Energia (usina de Santo Antônio)	9.730.201.137	18,13	9.546.672	5.327.114	18,13	10.151.952	6.418.617
Controladas em conjunto							
Hidrelétrica Cachoeirão	35.000.000	49,00	35.000	118.280	49,00	35.000	102.880
Guanhães Energia	330.536.000	49,00	330.536	51.058	49,00	185.647	-
Hidrelétrica Pipoca	41.360.000	49,00	41.360	53.108	49,00	41.360	64.916
Baguari Energia (1)	26.157.300.278	69,39	186.573	213.895	69,39	186.573	247.662
Central Eólica Praias de Parajuru	70.560.000	49,00	70.560	88.976	49,00	70.560	88.897
Central Eólica Volta do Rio	117.230.000	49,00	117.230	115.694	49,00	117.230	136.886
Central Eólica Praias de Morgado	52.960.000	49,00	52.960	54.312	49,00	52.960	65.128
Lightger	79.078.937	49,00	79.232	83.331	49,00	79.232	84.781
Aliança Norte (usina de Belo Monte)	3.622.440.125	49,00	1.119.255	1.065.628	49,00	1.014.111	1.076.527
Amazônia Energia (usina de Belo Monte) (1)	1.229.600.123	74,50	1.229.600	1.163.160	74,50	1.115.739	1.048.351
Aliança Geração	1.291.582.500	45,00	1.291.488	1.857.905	45,00	1.291.488	1.972.519
Retiro Baixo	222.850.000	49,90	222.850	257.880	49,90	222.850	263.680
Renova	417.197.244	36,23	2.919.019	779.808	34,15	2.856.255	1.955.598
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	11.102.420	49,00	11.102	7.549	49,00	5.677	5.677
Controladas							
Cemig Baguari	1.000	100,00	1	32	100,00	1	55
Cemig Geração Três Marias S.A.	1.291.423.369	100,00	1.291.423	1.391.822	100,00	1.291.423	1.410.411
Cemig Geração Salto Grande S.A.	405.267.607	100,00	405.268	440.122	100,00	405.268	443.914
Cemig Geração Itutinga S.A.	151.309.332	100,00	151.309	171.279	100,00	151.309	169.812
Cemig Geração Camargos S.A.	113.499.102	100,00	113.499	130.426	100,00	113.499	127.320
Cemig Geração Sul S.A.	148.146.505	100,00	148.147	167.571	100,00	148.147	167.155
Cemig Geração Leste S.A.	100.568.929	100,00	100.569	115.885	100,00	100.569	115.795
Cemig Geração Oeste S.A.	60.595.484	100,00	60.595	69.398	100,00	60.595	70.137

(1) Controle compartilhado por acordo de acionistas.

Sociedades	2017		2016	
	Dividendos	Lucro Líquido (Prejuízo)	Dividendos	Lucro Líquido (Prejuízo)
Hidrelétrica Cachoeirão	5.390	20.791	3.173	22.698
Guanhães Energia	-	(25.197)	-	(208.384)
Hidrelétrica Pipoca	16.486	5.016	-	11.370
Madeira Energia (1) (Usina de Santo Antônio)	-	(1.091.502)	-	(617.200)
Baguari Energia	43.629	22.339	20.346	59.140
Central Eólica Praias de Parajuru (1)	829	100	51	3.489
Central Eólica Volta do Rio (1)	-	(21.190)	71	(6.775)
Central Eólica Praias de Morgado (1)	-	(10.817)	92	(1.719)
Lightger	5.243	3.823	-	8.343
Aliança Geração (1)	330.313	215.700	248.978	292.688
Aliança Norte (1) (Usina de Belo Monte)	-	(776)	-	(9.314)
Amazônia Energia (Usina de Belo Monte)	-	947	-	(8.938)
Retiro Baixo (1)	27.581	21.781	4.301	17.200
Renova (1)	-	(1.139.535)	-	(1.101.472)
Usina Hidrelétrica Itaocara S.A.	-	(3.553)	-	-
Cemig Baguari	-	(32)	-	(24)
Cemig Geração Três Marias S.A.	187.149	179.689	33.596	141.455
Cemig Geração Salto Grande S.A.	62.256	62.230	10.865	45.745
Cemig Geração Itutinga S.A.	34.093	37.410	5.187	21.840
Cemig Geração Camargos S.A.	26.627	31.058	3.892	16.388
Cemig Geração Sul S.A.	34.237	36.675	5.291	22.277
Cemig Geração Leste S.A.	27.798	29.707	4.176	17.583
Cemig Geração Oeste S.A.	16.988	17.011	2.736	11.516

(1) Lucro líquido (prejuízo) do exercício incluindo a amortização do ativo intangível referente ao direito de exploração de atividade regulada.

Os saldos integrais das coligadas e controladas em conjunto em 31 de dezembro de 2017 e 2016, são como segue:

2017	Hidrelétrica Cachoeirão	Baguari Energia	Guanhães Energia	Madeira Energia	Hidrelétrica Pipoca
Ativo					
Circulante	50.434	29.429	10.630	556.738	14.822
Caixa e Equivalentes de Caixa	46.397	5.449	7.428	54.517	5.834
Não circulante	87.278	208.511	42.442	23.593.860	94.764
Total do ativo	137.712	237.940	53.072	24.150.598	109.586
Passivo					
Circulante	9.854	18.338	1.970	2.030.334	17.448
Fornecedor	1.423	9.705	252	202.503	5.668
Não circulante	9.578	5.707	44	16.793.149	39.030
Patrimônio Líquido	118.280	213.895	51.058	5.327.115	53.108
Total do passivo	137.712	237.940	53.072	24.150.598	109.586
Demonstração do Resultado					
Receita líquida de vendas	39.156	63.778	-	2.971.019	28.903
Custo das vendas	(17.796)	(36.151)	(637)	(1.857.730)	(18.564)
Depreciação	(3.513)	(8.826)	-	-	(3.094)
Lucro (prejuízo) bruto	21.360	27.627	(637)	1.113.289	10.339
Despesas gerais e administrativas	-	-	-	(817.254)	(983)
Provisão para Perda	-	-	(22.468)	-	-
Receita Financeira	4.135	6.179	929	114.973	1.836
Despesa Financeira	(1.945)	(709)	(3.021)	(1.551.186)	(4.586)
Resultado operacional	23.550	33.097	(25.197)	(1.140.178)	6.606
Imposto de renda e contribuição social	(2.759)	(10.758)	-	48.676	(1.590)
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	20.791	22.339	(25.197)	(1.091.502)	5.016
Resultado Abrangente do Exercício					
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	20.791	22.339	(25.197)	(1.091.502)	5.016
Resultado Abrangente do Exercício	20.791	22.339	(25.197)	(1.091.502)	5.016

2017	Central Eólica Praias de Parajuru	Central Eólica Praias de Morgado	Central Eólica de Volta do Rio	Lightger	Amazônia Energia
Ativo					
Circulante	41.204	11.044	16.135	50.552	97
Caixa e Equivalentes de Caixa	35.373	6.595	4.704	1.201	70
Não circulante	120.747	135.773	232.818	142.146	1.163.092
Total do ativo	161.951	146.817	248.953	192.698	1.163.189
Passivo					
Circulante	26.105	89.522	126.180	30.340	29
Fornecedor	573	2.173	873	19.809	-
Não circulante	46.870	2.983	7.079	79.027	-
Patrimônio Líquido	88.976	54.312	115.694	83.331	1.163.160
Total do passivo	161.951	146.817	248.953	192.698	1.163.189
Demonstração do Resultado					
Receita líquida de vendas	20.582	14.331	22.482	41.727	-
Custos Operacionais	(15.609)	(17.372)	(29.139)	(28.341)	-
Depreciação	(9.521)	(10.004)	(16.819)	(10.564)	-
Lucro bruto	4.973	(3.041)	(6.657)	13.386	-
Despesas gerais e administrativas	(1.975)	(967)	(3.356)	(1.665)	(642)
Receita Financeira	3.471	1.857	3.116	3.837	1.595
Despesa Financeira	(6.095)	(7.943)	(11.649)	(9.121)	(5)
Resultado operacional	374	(10.094)	(18.546)	6.437	947
Imposto de renda e contribuição social	(274)	(723)	(2.644)	(2.614)	(1)
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	100	(10.817)	(21.190)	3.823	947
Resultado Abrangente do Exercício					
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	100	(10.817)	(21.190)	3.823	947
Resultado Abrangente do Exercício	100	(10.817)	(21.190)	3.823	947

2017	Renova	Retiro Baixo	Aliança Geração	Aliança Norte	Itaocara
Ativo					
Circulante	31.242	23.875	621.660	516	4.954
Caixa e Equivalentes de Caixa	342	14.256	467.542	455	4.895
Não circulante	1.679.389	365.562	2.398.524	1.065.355	11.135
Total do ativo	1.710.631	389.437	3.020.184	1.065.871	16.089
Passivo					
Circulante	395.295	27.182	448.128	243	1.182
Fornecedor	39.305	2.898	43.582	-	1.047
Não circulante	535.528	104.375	714.151	-	7.358
Patrimônio Líquido	779.808	257.880	1.857.905	1.065.628	7.549
Total do passivo	1.710.631	389.437	3.020.184	1.065.871	16.089
Demonstração do Resultado					
Receita líquida de vendas	-	67.204	919.788	-	-
Custos Operacionais	(4.484)	(33.369)	(554.751)	-	(3.844)
Depreciação	(4.484)	(10.099)	(126.553)	-	-
Lucro bruto	(4.484)	33.835	365.037	-	(3.844)
Despesas gerais e administrativas	(1.121.010)	-	(10.530)	(855)	-
Receita Financeira	3.817	2.816	29.596	85	291
Despesa Financeira	(139.273)	(12.344)	(64.844)	(6)	-
Resultado operacional	(1.260.950)	24.307	319.259	(776)	(3.553)
Imposto de renda e contribuição social	121.415	(2.526)	(103.559)	-	-
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	(1.139.535)	21.781	215.700	(776)	(3.553)
Resultado Abrangente do Exercício					
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	(1.139.535)	21.781	215.700	(776)	(3.553)
Resultado Abrangente do Exercício	(1.139.535)	21.781	215.700	(776)	(3.553)

2016	Hidrelétrica Cachoeirão	Baguari Energia	Guanhães Energia	Madeira Energia	Hidrelétrica Pipoca
Ativo					
Circulante	43.367	45.076	15.923	1.519.965	20.175
Caixa e Equivalentes de Caixa	39.620	11.110	1.185	57.975	17.311
Não circulante	86.131	219.998	65.142	23.557.118	97.855
Total do ativo	129.498	265.074	81.065	25.077.083	118.030
Passivo					
Circulante	10.038	12.225	190.672	3.131.026	8.150
Fornecedor	1.660	6.212	261	661.726	67
Não circulante	16.580	5.187	10.946	15.527.440	44.964
Patrimônio Líquido	102.880	247.662	(120.553)	6.418.617	64.916
Total do passivo	129.498	265.074	81.065	25.077.083	118.030
Demonstração do Resultado					
Receita líquida de vendas	33.469	64.985	-	2.802.554	24.714
Custo das vendas	(9.562)	(11.652)	-	(1844.691)	(6.164)
Depreciação	(2.658)	(8.808)	-	(673.009)	(3.081)
Lucro bruto	23.907	53.333	-	957.863	18.550
Despesas gerais e administrativas	(134)	(1.160)	-	(145.908)	(2.067)
Receita Financeira	4.183	14.765	261	146.200	1.845
Despesa Financeira	(2.672)	(681)	(208.645)	(1.551.719)	(5.503)
Resultado operacional	25.284	66.257	(208.384)	(593.564)	12.825
Imposto de renda e contribuição social	(2.586)	(7.117)	-	(23.636)	(1.455)
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	22.698	59.140	(208.384)	(617.200)	11.370
Resultado Abrangente do Exercício					
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	22.698	59.140	(208.384)	(617.200)	11.370
Resultado Abrangente do Exercício	22.698	59.140	(208.384)	(617.200)	11.370

2016	Central Eólica de Parajuru	Central Eólica de Morgado	Central Eólica de Volta do Rio	Lightger	Amazônia Energia
Ativo					
Circulante	38.546	23.976	36.630	34.912	77
Caixa e Equivalentes de Caixa	17.748	17.385	26.568	31.817	51
Não circulante	127.585	142.499	244.961	152.301	1.048.369
Total do ativo	166.131	166.475	281.591	187.213	1.048.446
Passivo					
Circulante	19.137	27.248	36.761	16.019	95
Fornecedor	804	526	801	5.611	-
Não circulante	58.097	74.099	107.944	86.413	-
Patrimônio Líquido	88.897	65.128	136.886	84.781	1.048.351
Total do passivo	166.131	166.475	281.591	187.213	1.048.446
Demonstração do Resultado					
Receita líquida de vendas	27.276	22.268	28.617	35.600	-
Custos Operacionais	(16.794)	(16.997)	(26.981)	(16.884)	-
Depreciação	(9.505)	(9.997)	(16.820)	(10.510)	-
Lucro bruto	10.482	5.271	1.636	18.716	-
Despesas gerais e administrativas	(797)	(877)	(2.016)	(1.619)	(1.435)
Receita Financeira	2.790	2.659	4.618	3.489	20
Despesa Financeira	(7.217)	(9.668)	(14.062)	(9.931)	(7.523)
Resultado operacional	5.258	(2.615)	(9.824)	10.655	(8.938)
Imposto de renda e contribuição social	(1.769)	896	3.049	(2.312)	-
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	3.489	(1.719)	(6.775)	8.343	(8.938)
Resultado Abrangente do Exercício					
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	3.489	(1.719)	(6.775)	8.343	(8.938)
Resultado Abrangente do Exercício	3.489	(1.719)	(6.775)	8.343	(8.938)

2016	Renova	Retiro Baixo	Aliança Geração	Aliança Norte
Ativo				
Circulante	135.860	30.220	388.100	1.853
Caixa e Equivalentes de Caixa	35.786	19.222	146.601	1.812
Não circulante	5.765.276	376.648	2.511.543	1.075.009
Total do ativo	5.901.136	406.868	2.899.643	1.076.862
Passivo				
Circulante	3.346.901	24.743	592.394	335
Fornecedor	546.911	745	100.640	96
Não circulante	598.637	118.445	334.730	-
Patrimônio Líquido	1.955.598	263.680	1.972.519	1.076.527
Total do passivo	5.901.136	406.868	2.899.643	1.076.862
Demonstração do Resultado				
Receita líquida de vendas	483.137	61.985	803.732	-
Custos Operacionais	(453.613)	(29.225)	(313.518)	-
Depreciação	(93.459)	(9.406)	(124.704)	-
Lucro bruto	29.524	32.760	490.214	-
Despesas gerais e administrativas	(40.558)	-	(57.976)	(2.554)
Redução ao valor recuperável de ativo imobilizado	(281.030)	-	-	-
Ajuste para perdas em investimentos	(455.427)	-	-	-
Receita Financeira	16.170	1.922	46.252	182
Despesa Financeira	(423.784)	(14.802)	(58.588)	(6.942)
Resultado operacional	(1.155.105)	19.880	419.902	(9.314)
Imposto de renda e contribuição social	53.633	(2.680)	(127.214)	-
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	(1.101.472)	17.200	292.688	(9.314)
Resultado Abrangente do Exercício	(182.011)	-	-	-
Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício	(1.101.472)	17.200	292.688	(9.314)
Resultado Abrangente do Exercício	(1.283.483)	17.200	292.688	(9.314)

Madeira Energia S.A. (“MESA”) e FIP Melbourne

A Companhia possui participação direta de 10% e indireta de 8,13% na Madeira Energia S.A. (que possui investimento na Santo Antônio Energia S.A.) de R\$1.117.265 em 31 de dezembro de 2017 (R\$1.321.072 em 31 de dezembro de 2016).

Em 31 de dezembro de 2017, a MESA apresentou excesso de passivos circulantes sobre ativos circulantes no montante de R\$1.473.596, decorrente, principalmente, da conta “Fornecedores”, “Outros Passivos”, “Empréstimos e financiamentos”. Para equalização da situação do capital circulante negativo, a MESA conta com a readequação do fluxo de pagamentos do serviço da dívida junto ao BNDES e bancos repassadores, liberação de recursos da conta reserva destinados a esses pagamentos, que serão substituídos por fiança bancária e com geração operacional de caixa.

A MESA e sua controlada Santo Antônio Energia S.A. (“SAESA”) estão incorrendo em gastos de constituição relacionados com o desenvolvimento do projeto de construção da Usina Hidrelétrica Santo Antônio. O ativo imobilizado e intangível constituídos pelos referidos gastos totalizavam, em 31 de dezembro de 2017, R\$21.610.727 (consolidado MESA), os quais, de acordo com as projeções financeiras preparadas pela sua administração, estão sendo absorvidos por meio das receitas, sendo que todas as unidades geradoras da entidade estão em operação.

Procedimento de arbitragem

Em 2014, a Companhia e a SAAG Investimentos S.A. (SAAG), empresa veículo através da qual a Companhia possui participação indireta na MESA, iniciaram procedimento arbitral sigiloso na Câmara de Arbitragem do Mercado questionando: (a) aumento de capital aprovado na MESA parcialmente destinado ao pagamento de pleitos do Consórcio Construtor Santo Antônio (“CCSA”), no valor de aproximadamente R\$750 milhões, com fundamento na falta de apuração dos valores supostamente devidos e de aprovação prévia pelo Conselho de Administração, como exigem o Estatuto e o Acordo de Acionistas da MESA, bem como na existência de créditos desta contra o CCSA, passíveis de compensação, em montante superior aos pleitos, e (b) contra o ajuste para redução ao valor recuperável de ativos (*impairment*), no valor de R\$750 milhões, referente a determinados créditos da MESA contra o CCSA, com fundamento em que tais créditos, por força de disposição contratual expressa, são devidos em sua totalidade.

A sentença da Câmara de Arbitragem do Mercado reconheceu integralmente o direito da Companhia e da SAAG e determinou a anulação dos atos impugnados. Como reflexo dessa decisão, a MESA reverteu o *impairment* e registrou um ajuste para perdas estimadas em créditos de liquidação duvidosa (PECLD), no valor de R\$678.551, nas suas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017.

Para dirimir a questão da responsabilidade do CCSA pelo ressarcimento dos custos de recomposição de lastro e a utilização do limitador contratual, a coligada requereu, perante a International Chamber of Commerce (“ICC”), a instauração de processo arbitral em face do CCSA, que se encontra em andamento. Este processo é revestido de confidencialidade, nos termos do Regulamento Arbitral da ICC.

Renova Energia S.A. (“Renova”)

Investimento na Terraform

A controlada em conjunto indireta Renova possuía investimentos na TerraForm Global Inc., designadas como ativos financeiros disponíveis para venda, registrado ao valor justo, baseado na cotação de preço de mercado das ações da Terraform em bolsa de valores (NASDAQ) cujo ganho decorrente da variação da cotação das ações (valor justo), no valor de R\$73.224, foi registrado diretamente no patrimônio líquido da controlada em conjunto, na rubrica de outros resultados abrangentes.

Em 15 de maio de 2017, a Renova alienou à Brookfield Asset Management (“Brookfield”) o investimento que detinha na TerraForm Global Inc. (“TerraForm Global”) por R\$305.766 e reclassificou os ajustes positivos acumulados anteriormente registrados em outros resultados abrangentes, no valor de R\$172.243 (R\$60.285 de impacto na Companhia), para o resultado do exercício.

Em junho de 2017, a Renova celebrou, ainda, acordo com a TerraForm Global no qual as partes concordam em encerrar o processo de arbitragem que havia entre as partes mediante compensações à Renova de R\$48.559 que foi paga juntamente com a liquidação financeira da alienação das ações da Terraform.

Ajuste para redução ao valor recuperável de ativos

Em 2017 e 2016 a Renova efetuou revisões do valor recuperável do seu ativo imobilizado, o qual resultou em uma provisão para perdas de R\$786.544 (R\$284.965 de impacto na Companhia) e R\$264.246 (R\$90.240 de impacto na Companhia), respectivamente.

Venda de ativos – Complexo Eólico Umburanas

Em 23 de agosto de 2017, a Renova assinou contrato de Cessão de Direitos, Obrigações e Outras Avenças do Complexo Eólico Umburanas, com capacidade instalada total de 605 MW, com a Engie Brasil S.A. (“Engie”), sendo que o preço base da transação foi de R\$15.000.

Em 24 de outubro de 2017, durante a 40ª Reunião Pública Ordinária da Diretoria de 2017 da Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), foi aprovada a transferência do Complexo Eólico Umburanas para a Engie.

Continuidade operacional

Em 31 de dezembro de 2017, a Renova apresentou prejuízos acumulados de R\$2.194.590, bem como passivos circulantes em excesso aos ativos circulantes em R\$1.607.398 e apresenta necessidade de obtenção de capital para cumprir com os compromissos de construção dos parques eólicos e solares.

Em face do patrimônio líquido negativo da investida, a Companhia reduziu a zero o saldo contábil de sua participação na Renova, em 31 de dezembro de 2018, e não foram reconhecidas perdas adicionais, considerando a inexistência de obrigações legais ou construtivas perante a investida.

Adicionalmente, a partir do agravamento da situação financeira da Renova e dos eventos ocorridos no 2º trimestre de 2019, a Companhia provisionou uma perda estimada na realização dos créditos que possuía junto a esta controlada em conjunto pelo valor integral do saldo a receber, cujo montante em 31 de dezembro de 2017 correspondia a R\$350.200.

Negociações Alto Sertão III

Em 9 de abril de 2019, foi assinado, pela Renova, contrato de compra e venda de ações (“CCVA”) referente à operação de venda do Complexo Eólico Alto Sertão III para a AES Tietê Energia S.A. (“AES”). Face à não concretização de certos eventos em 2019 e que eram considerados condições precedentes e suspensivas para as negociações com a AES, a operação para a alienação do complexo Alto Sertão III foi encerrada, pois as partes não chegaram a um acordo em relação às condições comerciais da operação.

Alteração no controle da Renova

Em 15 de outubro de 2019, a Light alienou a totalidade das ações na controlada em conjunto Renova para o CG I Fundo de Investimento em Participações Multiestratégia, sendo 7.163.074 ações ordinárias e 98 ações preferenciais, equivalentes a 17,17% do capital social dessa companhia, pelo valor de R\$1,00. Adicionalmente, a Lightcom Comercializadora de Energia S.A., celebrou um Termo de Cessão por meio do qual cedeu todos os créditos detidos em face da Renova à CG I. Transcorrido o prazo previsto no Acordo de Acionistas da Renova, a Companhia não exerceu o seu direito de preferência nem seu direito de venda conjunta, não alterando assim a sua participação acionária direta na Renova.

Reperfilamento de dívidas junto a credores

Em 23 de julho de 2019, a Renova celebrou uma Cédula de Crédito Bancário com o banco Citibank no valor de R\$185,6 milhões para reperfilamento de dívida vencida, com prazo total de 6 anos, pagamento de juros trimestrais e carência de um ano para início do pagamento do principal.

Adicionalmente, o empréstimo ponte contraído junto ao BNDES com recursos destinados à execução das obras do complexo Eólico Alto Sertão III, no valor de R\$1.012 milhões em 30 de setembro de 2019, que venceu em 15 de outubro de 2019 e não foi liquidado estando a controlada em conjunto inadimplente com o BNDES.

Em 17 de outubro de 2019, a Renova recebeu notificação do BNDES informando que em função do vencimento do empréstimo ponte em 15 de outubro de 2019, foram executadas as cartas fianças emitidas pelos bancos Bradesco S.A., Citibank S.A., Itaú Unibanco S.A. e ABC Brasil S.A., no montante de R\$568.075.

Em razão da ocorrência de eventos de inadimplemento pelas controladas da Renova Diamantina e Chipley, os Bancos Itaú e Bradesco decretaram vencimento antecipado das CCBs e a Light S.A., na qualidade de fiadora não solidária das obrigações, efetuou um pagamento em 21 de outubro de 2019, do montante de R\$15.892.

Pedido de recuperação judicial ajuizado pela Renova

Em 16 de outubro de 2019, foi deferido pelo Juízo da 2ª Vara de Falências e Recuperações Judiciais da Comarca do Estado de São Paulo o pedido de recuperação judicial ajuizado nessa data pela Renova e pelas demais empresas do grupo (“Grupo Renova”), determinando, entre outras medidas: (i) nomeação da KPMG CORPORATE FINANCE para atuar como administradora judicial; (ii) suspensão das ações e execuções contra as empresas do Grupo Renova pelo prazo de 180 dias, nos termos do artigo 6º da Lei 11.101/2005; (iii) apresentação de contas até o dia 30 de cada mês enquanto perdurar o processo de recuperação judicial, sob pena de afastamento dos controladores e substituição dos administradores das empresas do Grupo Renova, nos termos do artigo 52, IV da Lei 11.101/2005; (iv) dispensa de apresentação das certidões negativas para que as empresas do Grupo Renova exerçam suas atividades; e (v) determinação de expedição de edital, nos termos do § 1º do artigo 52 da Lei 11.101/2005, com prazo de 15 dias para apresentação de habilitações e/ou divergências de créditos no âmbito da recuperação judicial.

Nesse contexto, em 23 de outubro de 2019, o Conselho de Administração da Renova aprovou a celebração de Contratos de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital até montante total e agregado de R\$50.000, com qualquer acionista da Companhia, até 31 de dezembro de 2019.

A Companhia, considerando a inexistência de obrigações legais ou construtivas perante a controlada em conjunto Renova, concluiu que o deferimento do pedido de recuperação judicial ajuizado por esta investida não produzirá nenhum impacto adicional em suas demonstrações financeiras.

Amazônia Energia S.A. e Aliança Norte

A Amazônia Energia e a Aliança Norte são acionistas da Norte Energia S.A. (“NESA”), sociedade titular da concessão de uso de bem público para exploração da Usina Hidrelétrica de Belo Monte, no Rio Xingu, localizada no Estado do Pará e administrar essa participação. A participação indireta da Companhia na NESA, através das controladas em conjunto mencionadas acima, é de 11,74%.

A NESA ainda dependerá de quantias significativas em custos de organização, desenvolvimento e pré-operação para conclusão da usina, os quais, de acordo com as estimativas e projeções, deverão ser absorvidos pelas receitas de operações futuras.

Em 21 de setembro de 2015, a NESA obteve decisão liminar que determinou à Aneel que, “até a análise do pleito liminar formulado no processo de origem, se abstenha de aplicar à agravante quaisquer penalidades ou sanções em decorrência da não entrada em operação da UHE Belo Monte na data estabelecida no cronograma original do projeto, incluindo aquelas previstas em Resolução Normativa da Aneel nº 595/2013 e no Contrato de Concessão 01/2010-MME da UHE Belo Monte”. A probabilidade de perda foi classificada como possível pelos assessores jurídicos da NESA, e o valor da perda estimada em Belo Monte até 31 de dezembro de 2017 é de R\$285.696.

Riscos relacionados à conformidade com leis e regulamentos

Investidas controladas em conjunto:

Norte Energia S.A. (“NESA”) – investimento através da Amazônia Energia e Aliança Norte

Encontram-se em andamento investigações e outras medidas legais conduzidas pelo Ministério Público Federal que envolvem outros acionistas da NESA e determinados executivos desses outros acionistas. No contexto acima, o Ministério Público Federal iniciou investigações sobre irregularidades envolvendo empreiteiros e fornecedores da NESA e de seus outros acionistas, as quais ainda estão em curso. No momento, não há como determinar os resultados das referidas investigações, e seus respectivos desdobramentos, que podem, eventualmente, trazer consequências futuras à investida, além das baixas do ativo da infraestrutura no montante de R\$183.000 registradas pela NESA em 2015, levando em consideração os resultados da investigação interna independente conduzida por ela e seus outros acionistas, cujos ajustes foram refletidos na Companhia por meio do resultado de equivalência patrimonial naquele mesmo ano.

Em 9 de março de 2018, foi deflagrada a “Operação Buona Fortuna”, em razão da 49ª fase da Operação Lava Jato. Segundo notícias veiculadas, a operação investiga pagamento de propina do Consórcio construtor de Belo Monte formado pelas empresas Camargo Corrêa, Andrade Gutierrez, Odebrecht, OAS e J. Malucelli. A Administração da NESA entende que, até o momento, não há fatos novos que tenham sido divulgados pela 49ª fase da operação Lava Jato que requeiram procedimentos de investigação interna adicionais aos que já foram efetuados.

A administração da Companhia, com base no conhecimento que possui dos fatos acima descritos e nos procedimentos independentes executados, entende que as conclusões apresentadas no relatório da investigação independente estão adequadas e, portanto, nenhum ajuste adicional foi efetuado. Quaisquer alterações futuras no cenário existente terão seus impactos refletidos, apropriadamente, nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia.

Madeira Energia S.A. (“MESA”)

Encontram-se em andamento investigações e outras medidas legais conduzidas pelo Ministério Público Federal que envolvem outros acionistas indiretos da Madeira Energia S.A. e determinados executivos desses outros acionistas indiretos. No contexto acima, o Ministério Público Federal iniciou investigações sobre irregularidades envolvendo empreiteiros e fornecedores da MESA e de seus outros acionistas, as quais ainda estão em curso. Como resposta a alegações de possíveis atividades ilegais a investida e seus outros acionistas iniciaram investigação interna independente.

A investigação interna independente, concluída em fevereiro de 2019, salvo novos desdobramentos futuros de eventuais acordos de leniência efetuados por terceiros que venham a ser firmados por terceiros e/ou de termos de colaboração efetuados por terceiros firmados por terceiros com as autoridades brasileiras, não encontrou evidências objetivas que permitam afirmar suposta existência de pagamentos indevidos por parte da MESA que devam ser considerados para eventual baixa contábil, repasse ou majoração de custos para fazer frente às vantagens indevidas e vinculação da MESA aos atos de seus fornecedores, nos termos das delações e colaborações tornadas públicas.

A administração da Companhia, com base no conhecimento que possui dos fatos acima descritos e nos procedimentos independentes executados, entende que as conclusões apresentadas no relatório da investigação independente estão adequadas e, portanto, nenhum ajuste foi efetuado. Quaisquer alterações futuras no cenário existente terão seus impactos refletidos, apropriadamente, nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia.

Renova Energia S.A. (“Renova”)

Desde 2017, a Renova é parte de uma investigação conduzida pela Polícia Civil do Estado de Minas Gerais relacionada a determinados aportes efetuados pelos acionistas controladores, incluindo a Companhia, e aportes efetuados em anos anteriores pela Renova em determinados projetos em desenvolvimento. Em decorrência desse assunto, os órgãos de governança da Renova solicitaram a instauração de uma investigação interna relacionada a esse tema, a qual está sendo conduzida por empresa independente com o suporte de escritório de advocacia externo. Adicionalmente, foi constituído um comitê de acompanhamento que, em conjunto com o Comitê de Auditoria, acompanha a investigação interna, cujo escopo compreende a avaliação de eventual existência de irregularidades, incluindo a legislação brasileira relacionada a atos de corrupção e lavagem de dinheiro, do Código de ética e políticas de integridade da Renova.

Em 11 de abril de 2019, no âmbito da 4ª fase da operação “Descarte”, a Polícia Federal, Receita Federal e o Ministério Público Federal promoveram a operação “E o Vento Levou”, que resultou em mandado de busca e apreensão na sede da investida Renova em São Paulo, para apurar eventuais contratos superfaturados e sem a devida prestação de serviços no âmbito dessa investida em períodos anteriores a 2015. As investigações da operação “E o Vento Levou” ainda estão em andamento, sendo que em 25 de julho de 2019 foi iniciada a 2ª fase, e conforme Comunicado ao Mercado publicado em 11 de abril de 2019, a Renova está em total colaboração com as autoridades no tocante a essas investigações.

Adicionalmente, em 30 de outubro de 2019, a Renova divulgou ao mercado que tomou conhecimento da lavratura de auto de infração pela Receita Federal do Brasil, com base na “Operação Descarte”, questionando a apuração de IRPJ, CSLL e o recolhimento de IRRF, supostamente devidos pela investida, compreendendo os valores de R\$ 8.037, R\$ 2.893 e R\$ 78.388, respectivamente, incluindo, em todos os casos, multas e juros. A Renova informou, ainda, que avaliará a fundamentação do referido auto de infração em conjunto com seus assessores jurídicos e, se for o caso, apresentará eventual impugnação no prazo regulamentar.

Em junho de 2019, a Receita Federal do Brasil já havia lavrado auto de infração contra a controlada indireta Espra, tendo como objeto contratos firmados para a prestação de serviços que supostamente não tiveram a sua devida contraprestação do serviço, havendo assim a necessidade de recolhimento de imposto de renda retido na fonte, com valor corrigido e acrescido de multa e juros estimado em aproximadamente R\$1.788. A Companhia está atendendo a todas as exigências requeridas pela fiscalização, tais como prazos, vistorias e inspeções, apresentando relatórios e todos os documentos requeridos.

Embora exista evidência de deficiências de controles internos relacionados com certos pagamentos e arquivamento de documentação suporte de serviços prestados por terceiros, procedimentos adicionais estão sendo requeridos para determinar a existência de elementos que embasariam os itens sob investigação na investida. Como resultado, exceto pela constituição de provisão para os autos de infração lavrados pela Receita Federal no montante de R\$1.788 na investida, não foram detectados efeitos das investigações para registro nas informações contábeis intermediárias em 30 de setembro de 2019 da Renova ou da Companhia.

Outras investigações

Em adição ao mencionado acima, existem investigações sendo conduzidas pela Promotoria Pública do Estado de Minas Gerais e pela Polícia Civil do Estado de Minas Gerais, com o objetivo de identificar possíveis irregularidades nos investimentos da Companhia e da sua controladora em Guanhães e na MESA.

Esses procedimentos estão sendo realizados por meio da análise de documentos solicitados pelas autoridades públicas e por oitivas de testemunhas.

Procedimentos internos relativos a riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos

Considerando as investigações que estão sendo realizadas na Companhia, na sua controladora Cemig e em determinadas investidas, conforme descrito acima, os órgãos de governança da Cemig autorizaram a contratação de empresa especializada para analisar os procedimentos internos relacionados a esses investimentos. Essa investigação independente está sendo supervisionada por Comitê Especial de Investigação cuja criação foi aprovada pelos órgãos de governança.

Em 11 de abril de 2019, agentes da Polícia Federal estiveram na sede da Cemig para cumprir um mandato de busca e apreensão expedido pela Justiça Federal de São Paulo em conexão com a operação intitulada “E o Vento Levou”, conforme descrito anteriormente. A primeira fase da investigação interna e independente da Companhia foi concluída e o relatório foi entregue em 13 de maio de 2019. Considerando o atual estágio e resultados preliminares dessa 1ª fase das investigações internas, nenhum efeito foi registrado nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia. As investigações continuam em andamento, com previsão de conclusão até o final do exercício de 2019.

A Companhia avaliará qualquer mudança nos cenários futuros e eventuais impactos, quando aplicável, que possam afetar as demonstrações contábeis regulatórias e colaborará com as autoridades nas suas análises relacionadas às investigações em curso.

13. IMOBILIZADO E INTANGÍVEL

Em 30 de junho de 2017, a Aneel homologou as Receitas Anuais Permitidas pela disponibilização das instalações da transmissão da Cemig Geração e Transmissão, sendo observada a metodologia descrita no Submódulo 9.1 do PRORET.

A Nota Técnica nº 023/2017-SGT/Aneel, de 18/02/2017, definiu os procedimentos e critérios a serem utilizados no cálculo do custo de capital a ser adicionado à Receita Anual Permitida de cada concessionária de transmissão abrangida pela Lei nº 12.783/2013, em consonância com a Portaria MME nº 120/2016, sendo os valores estabelecidos por meio da Resolução Normativa nº 762, de 21 de fevereiro de 2017, que apresentou a Base de Remuneração Regulatória – BRR bruta no montante R\$3.258 milhões, na data base de 31/12/2012.

Os efeitos da reavaliação da BRR bruta, no montante total de R\$ 572.854, foram registrados como ajuste de avaliação patrimonial em 2017, com base no Laudo de Reavaliação preparado pela empresa avaliadora em conjunto com a Companhia e homologado pela Aneel em 16 de agosto de 2016, já considerando as movimentações ocorridas entre a data base da reavaliação e a data do seu registro.

As taxas anuais de depreciação são definidas por tipo de bem, conforme a Resolução Aneel nº 674, de 11 de agosto de 2015, sendo observadas também as determinações do Decreto 2003, de 10 de setembro de 1996.

Imobilizado	Taxas anuais médias de depreciação %	2017			2016
		Bruto	Depreciação acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Geração	8,74	4.236.432	(2.247.595)	1.988.837	2.866.665
Custo histórico		4.236.432	(2.247.595)	1.988.837	2.866.665
Transmissão	3,30	5.776.467	(4.098.141)	1.678.326	468.130
Custo histórico		2.035.446	(864.799)	1.170.647	464.961
Reavaliação		3.741.021	(3.233.342)	507.679	3.169
Administração	9,02	100.006	(70.680)	29.326	31.852
Custo histórico		93.762	(65.061)	28.701	31.672
Reavaliação		6.244	(5.619)	625	180
TOTAL		10.112.905	(6.416.416)	3.696.489	3.366.647
Em curso				-	
Geração		88.261	-	88.261	137.655
Transmissão		59.862	-	59.862	100.576
Administração		4.546	-	4.546	2.426
TOTAL		152.669	-	152.669	240.657
TOTAL		10.265.574	(6.416.416)	3.849.158	3.607.304

Adições do Ativo Imobilizado em Curso	Material/equipamentos	Serviços de terceiros	Mão de obra própria	Outros gastos	Total 2017
Terrenos	-	1.011	-	1.786	2.797
Reservatórios, barragens e adutoras	1.364	1.184	1	90	2.639
Edificações, obras civis e benfeitorias	5.171	-	2	-	5.173
Máquinas e equipamentos	79.278	38.330	2.294	1.374	121.276
Veículos	2.810	-	-	12	2.822
Móveis e utensílios	46	-	-	-	46
A ratear	-	-	128	81	209
Compras em andamento	128	-	-	-	128
Depósitos judiciais	-	84	-	438	522
Total das adições	88.797	40.609	2.425	3.781	135.612

	Valor bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliação	Valor bruto em 31/12/2017	Adições líquidas (A) + (B) + (C)	Depreciação acumulada	Valor líquido em 31/12/2017	Valor líquido em 31/12/2016	Obrig. esp. brutas 31/12/2017	Depreciação acumulada 31/12/2017	Obrigações especiais líquidas 31/12/2017
ATIVO IMOBILIZADO EM SERVIÇO													
Geração	5.817.055	-	(1.632.718)	52.095	-	4.236.432	(1.580.623)	(2.247.595)	1.988.837	2.866.665	(5.957)	-	(5.957)
Terrenos	180.087	-	(28.478)	-	-	151.609	(28.478)	(15.177)	136.432	171.291	-	-	-
Reservatórios, barragens e adutoras	3.664.140	-	(948.169)	2.944	-	2.718.915	(945.225)	(1.599.595)	1.119.320	1.704.285	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	888.083	-	(187.199)	707	-	701.591	(186.492)	(413.229)	288.362	382.621	-	-	-
Máquinas e equipamentos (1)	2.140.396	-	(328.271)	48.444	-	1.860.569	(279.827)	(1.307.888)	552.681	687.077	(5.957)	-	(5.957)
Veículos	765	-	-	-	-	765	-	(762)	3	5	-	-	-
Móveis e utensílios	2.086	-	(8)	-	-	2.078	(8)	(1.994)	84	101	-	-	-
(-) Ajustes pelas renovações de concessões (2)	(1.058.502)	-	(140.593)	-	-	(1.199.095)	(140.593)	1.091.050	(108.045)	(78.715)	-	-	-
Transmissão	545.301	-	(16.869)	1.510.217	3.737.818	5.776.467	1.493.348	(4.098.141)	1.678.326	468.130	(196.346)	21.986	(174.360)
Terrenos	14.175	-	-	-	7.347	21.522	-	-	21.522	14.175	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	197.847	-	(521)	5.469	61.522	264.317	4.948	(175.643)	88.674	51.612	-	-	-
Máquinas e equipamentos	3.678.448	-	(26.917)	147.469	2.016.702	5.815.702	120.552	(3.919.304)	1.896.398	1.075.883	(196.346)	21.986	(174.360)
Veículos	1.684	-	-	-	635	2.319	-	(2.307)	12	23	-	-	-
Móveis e utensílios	1.793	-	(2)	279	(618)	1.452	277	(887)	565	306	-	-	-
(-) Ajustes pelas renovações de concessões (3)	(3.348.646)	-	10.571	1.357.000	1.652.230	(328.845)	1.367.571	-	(328.845)	(673.869)	-	-	-
Administração	99.080	-	(381)	1.819	(512)	100.006	1.438	(70.680)	29.326	31.852	-	-	-
Terrenos	740	-	-	-	-	740	-	-	740	740	-	-	-
Edificações, obras civis e benfeitorias	13.843	-	(377)	668	279	14.413	291	(7.891)	6.522	6.436	-	-	-
Máquinas e equipamentos	53.448	-	-	1.151	(3.652)	50.947	1.151	(34.188)	16.759	18.066	-	-	-
Veículos	25.021	-	-	-	3.390	28.411	-	(25.396)	3.015	4.127	-	-	-
Móveis e utensílios	6.028	-	(4)	-	(529)	5.495	(4)	(3.205)	2.290	2.483	-	-	-
Subtotal	6.461.436	-	(1.649.968)	1.564.131	3.737.306	10.112.905	(85.837)	(6.416.416)	3.696.489	3.366.647	(202.303)	21.986	(180.317)
ATIVO IMOBILIZADO EM CURSO													
Geração	137.655	19.128	(15.976)	(52.546)	-	88.261	(49.394)	-	88.261	137.655	(3.939)	-	(3.939)
Máquinas e equipamentos	34.241	12.974	(943)	(44.903)	-	1.369	(32.872)	-	1.369	34.241	(3.939)	-	(3.939)
Outros	103.414	6.154	(15.033)	(7.643)	-	86.892	(16.522)	-	86.892	103.414	-	-	-
Transmissão	100.576	112.528	(25)	(153.217)	-	59.862	(40.714)	-	59.862	100.576	(2.621)	-	(2.621)
Máquinas e equipamentos	77.131	107.076	(13)	(147.469)	-	36.725	(40.406)	-	36.725	77.131	(2.621)	-	(2.621)
Outros	23.445	5.452	(12)	(5.748)	-	23.137	(308)	-	23.137	23.445	-	-	-
Administração	2.426	3.956	(3.703)	1.867	-	4.546	2.120	-	4.546	2.426	-	-	-
Máquinas e equipamentos	636	1.228	(3.642)	2.488	-	710	74	-	710	636	-	-	-
Outros	1.790	2.728	(61)	(621)	-	3.836	2.046	-	3.836	1.790	-	-	-
Subtotal	240.657	135.612	(19.704)	(203.896)	-	152.669	(87.988)	-	152.669	240.657	(6.560)	-	(6.560)
TOTAL DO ATIVO IMOBILIZADO	6.702.093	135.612	(1.669.672)	1.360.235	3.737.306	10.265.574	(173.825)	(6.416.416)	3.849.158	3.607.304	(208.863)	21.986	(186.877)

(1) O valor de R\$14.082, incluído no montante de R\$48.444, considerado na coluna Transferências, refere-se à incorporação de créditos ICMS sobre ativos adquiridos em exercícios anteriores, registrados anteriormente como tributos compensáveis e que a Companhia concluiu não serem passíveis de aproveitamento para fins fiscais.

(2) Refere-se à contabilização dos Ajustes pelas Renovações de Concessões – Redução pelo Valor de Indenização das Usinas do Contrato de Concessão nº 007/97. A movimentação do ano refere-se as usinas de São Simão, Miranda, Jaguará e Volta Grande.

(3) Refere-se à contabilização dos Ajustes pelas Renovações de Concessões – Redução pelo Valor de Indenização Contrato de Concessão nº 006/97, relativo a atividade de Transmissão. A movimentação do ano refere-se ao início do recebimento da indenização, conforme Portaria MME nº 120/2016 e Resolução Normativa nº 762/2017.

A Companhia não identificou indícios de perda do valor recuperável de seus ativos imobilizados. Os contratos de concessão de geração preveem que ao final do prazo de cada concessão o Poder Concedente determinará o valor a ser indenizado à Companhia. A Administração acredita que a indenização destes ativos será superior ao seu custo histórico, depreciado pelas respectivas vidas úteis.

O valor residual dos ativos é o saldo remanescente do ativo ao final da concessão, pois, conforme estabelecido em contrato assinado entre a Companhia e a União, ao final da concessão os ativos serão revertidos para a União que, por sua vez, indenizará a Companhia pelos ativos ainda não totalmente depreciados. Nos casos em que não há ou existe incerteza relacionada à indenização no final da concessão, como geração térmica e geração hidráulica em regime de produção independente, não é reconhecido qualquer valor residual e são ajustadas as taxas de depreciação para que todos os ativos sejam depreciados dentro da concessão.

Consórcios

A Companhia participa no consórcio de geração de energia elétrica de Queimado, onde não foi constituída empresa com característica jurídica independente para administrar o objeto da referida concessão, sendo mantidos os controles no ativo imobilizado e intangível. A parcela da Companhia no consórcio é registrada e controlada individualmente nas respectivas naturezas de ativo Imobilizado e Intangível apresentadas.

	Participação na energia gerada (%)	Taxa Média Anual de Depreciação (%)	31/12/2017	31/12/2016
Em serviço				
Usina de Queimado	82,50	4,05	217.109	217.061
Depreciação acumulada			(90.649)	(81.911)
Total em operação			126.460	135.150
Em curso				
Usina de Queimado	82,50	-	340	233
Total em construção			340	233

Composição do intangível

Intangível	Taxas anuais médias de amortização %	2017			2016
		Bruto	Amortização acumulada	Valor líquido	Valor líquido
Em serviço					
Geração	10,40%	36.213	(18.040)	18.173	20.070
Custo histórico		36.213	(18.040)	18.173	20.070
Transmissão	19,41%	33.200	(11.359)	21.841	2.340
Custo histórico		17.518	(10.015)	7.503	2.340
Reavaliação		15.682	(1.344)	14.338	-
Administração	19,36%	31.622	(27.081)	4.541	4.119
Custo histórico		30.937	(26.396)	4.541	4.119
Reavaliação		685	(685)	-	-
TOTAL		101.035	(56.480)	44.555	26.529
Em curso					
Geração		1.377	-	1.377	1.204
Transmissão		5.206	-	5.206	5.211
Administração		3.862	-	3.862	4.526
TOTAL		10.445	-	10.445	10.941
TOTAL		111.480	(56.480)	55.000	37.470

Intangível	Valor Bruto em 31/12/2016	Adições (A)	Baixas (B)	Transferências (C)	Reavaliações	Valor Bruto em 31/12/2017	Adições Líquidas = (A) - (B) + (C)	Amortização Acumulada	Valor Líquido em 31/12/2017	Valor Líquido em 31/12/2016
Em Serviço										
Geração	36.825	-	(612)	-	-	36.213	(612)	(18.040)	18.173	20.070
Servidões	11.448	-	-	-	-	11.448	-	(17.730)	(6.282)	10.705
Softwares	25.377	-	(612)	-	-	24.765	(612)	(310)	24.455	9.365
Transmissão	12.825	6.326	-	-	14.049	33.200	6.326	(11.359)	21.841	2.340
Servidões	-	6.326	-	-	14.309	20.635	6.326	(11.059)	9.576	-
Softwares	12.825	-	-	-	(260)	12.565	-	(300)	12.265	2.340
Administração	29.064	-	-	2.326	232	31.622	2.326	(27.081)	4.541	4.119
Softwares	29.058	-	-	2.326	230	31.614	2.326	(548)	31.066	4.119
Outros	6	-	-	-	2	8	-	(26.533)	(26.525)	-
Subtotal	78.714	6.326	(612)	2.326	14.281	101.035	8.040	(56.480)	44.555	26.529
Em Curso										
Geração	1.204	173	-	-	-	1.377	173	-	1.377	1.204
Softwares	1.204	173	-	-	-	1.377	173	-	1.377	1.204
Transmissão	5.211	6	(11)	-	-	5.206	(5)	-	5.206	5.211
Servidões	1.721	-	-	-	-	1.721	-	-	1.721	1.721
Softwares	3.490	-	(11)	-	-	3.479	(11)	-	3.479	3.490
Outros	-	6	-	-	-	6	6	-	6	-
Administração	4.526	1.697	(35)	(2.326)	-	3.862	(664)	-	3.862	4.526
Softwares	4.460	1.695	(16)	(2.326)	-	3.813	(647)	-	3.813	4.460
Outros	66	2	(19)	-	-	49	(17)	-	49	66
Subtotal	10.941	1.876	(46)	(2.326)	-	10.445	(496)	-	10.445	10.941
TOTAL	89.655	10.072	(693)	-	14.281	111.480	7.544	(56.480)	55.000	37.470

Os ativos intangíveis, concessão onerosa e outros são amortizáveis pelo método linear e considerando o padrão de consumo destes direitos. A Companhia não identificou indícios de perda do valor recuperável de seus ativos intangíveis, que são de vida útil definida. A Companhia não possui ativos intangíveis com vida útil indefinida.

Indenizações a receber

Contratos de Concessão	2017	2016
007/97 - Transmissão - Portaria MME 120/2016 (1)	331.382	1.805.230
006/97 - Geração - Diversas Usinas	204.041	109.299
006/97 - Geração - Projeto Básico São Simão e Miranda - Portaria MME nº 291/2017	1.081.472	-
	1.616.895	1.914.529

(1) Vide maiores detalhes na nota explicativa nº 3 – Das concessões e autorizações – Concessões de transmissão.

Geração

A partir de agosto de 2013, ocorreu o término das concessões para diversas usinas operadas pela Companhia sob o Contrato de Concessão nº 007/1997, passando a Companhia a ter direito à indenização dos ativos ainda não amortizados. Os saldos contábeis correspondentes a esses ativos montam R\$204.041 em 31 de dezembro de 2017.

Central Geradora	Data de vencimento das concessões	Capacidade instalada (MW)	Saldo líquido dos ativos com base no Custo Histórico
Lote D			
UHE Três Marias	jul/15	396	71.694
UHE Salto Grande	jul/15	102	10.835
UHE Itutinga	jul/15	52	3.671
UHE Camargos	jul/15	46	7.818
PCH Piau	jul/15	18,01	1.531
PCH Gafanhoto	jul/15	14	1.232
PCH Peti	jul/15	9,4	1.346
PCH Dona Rita	set/13	2,41	534
PCH Tronqueiras	jul/15	8,5	1.908
PCH Joasal	jul/15	8,4	1.379
PCH Martins	jul/15	7,7	2.132
PCH Cajuru	jul/15	7,2	3.576
PCH Paciência	jul/15	4,08	728
PCH Marmelos	jul/15	4	616
Outras			
UHE Volta Grande	fev/17	380	25.621
UHE Miranda	dez/16	408	26.710
UHE Jaguará	ago/13	424	40.452
UHE São Simão	jan/15	1.710	2.258
		3.601,70	204.041

Usinas de Miranda e São Simão

Os valores do Projeto Básico das usinas foram transferidos para a conta de indenização a receber e atualizados monetariamente, em conformidade aos termos da Portaria nº 291, de 03 de agosto de 2017, do Ministério das Minas e Energia, conforme demonstrado a seguir:

	Miranda	São Simão	Total
Saldo líquido dos ativos do Projeto Básico em 31/12/2017	725.091	59.830	784.921
Ajuste saldo não amortizado conforme Portaria MME 291/17 (1)	59.061	183.273	242.334
Valores Portaria MME	784.152	243.103	1.027.255
Atualização	22.995	31.222	54.217
Saldo líquido dos ativos do Projeto Básico em 31/12/17	807.147	274.325	1.081.472

(1) Ajuste do saldo não amortizado do projeto básico das concessões das Usinas de São Simão e Miranda, conforme Portaria nº 291/17, que somado à atualização de R\$54.217, corresponde ao ajuste total de R\$296.551.

14. FORNECEDORES

	2017	2016
Suprimento e transporte de energia elétrica	409.716	327.034
Materiais e serviços	44.796	45.670
	454.512	372.704

15. TRIBUTOS

a) Impostos, Taxas e Contribuições

	2017	2016
Circulante		
ICMS	57.723	46.150
PASEP	9.047	5.617
COFINS	41.748	26.007
INSS	3.522	4.644
ISSQN	900	1.489
Outros	13.098	48.956
	126.038	132.863
Não Circulante		
PASEP (1)	535	18.058
COFINS (1)	3.295	83.175
	3.830	101.233
	129.868	234.096

1) Inclusão do ICMS na base de cálculo de PASEP/COFINS

Em 31 de dezembro de 2016, as obrigações de longo prazo de PASEP/Cofins contemplavam os valores referentes ao questionamento judicial da constitucionalidade da inclusão do ICMS na base de cálculo dessas contribuições. A Companhia obteve liminar para não efetuar o recolhimento e autorização para o depósito judicial a partir de 2008 e manteve esse procedimento até agosto de 2011. A partir dessa data, apesar de continuar a questionar judicialmente a base de cálculo, optou-se por recolher mensalmente as contribuições.

Em outubro de 2017, o Supremo Tribunal Federal – STF publicou o Acórdão do julgamento do Recurso Extraordinário, em sede de repercussão geral, de forma favorável à tese da Companhia. Baseada na opinião de seus assessores jurídicos, a Companhia realizou a baixa dos passivos relativos a essas contribuições. O efeito no resultado do exercício de 2017 correspondeu ao montante de R\$101.233, registrado como reversão de deduções à receita.

Em 08 de maio de 2019, transitou em julgado decisão favorável à Companhia relativa a Ação judicial individual movida pela mesma, reconhecendo o direito de excluir o ICMS da base de cálculo do PIS e Cofins, com efeito retroativo recolhimentos realizados a maior em até 5 anos anteriores a data do início da ação ocorrida em 15 de julho de 2008. O total dos créditos levantados considerando a documentação suporte existente para todo o período em questão monta R\$422.004, cujos efeitos serão registrados nas demonstrações contábeis regulatórias do exercício a findar-se em 31 de dezembro de 2019.

16. EMPRÉSTIMOS, FINANCIAMENTOS E DEBÊNTURES

	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Data Captação Repactuação	Tipo de Garantia	Indexador ou Juros	Spread % a.a.
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira	25.149	4.178	3.245.115	3.274.442				
K.F.W.	-	3.619	-	3.619	Mar-14	Sem Garantia	Euro	1,78%
K.F.W.	-	559	205	764	Mar-16	Sem Garantia	Euro	1,78%
Eurobonds	25.149	-	3.308.000	3.333.149	Dez-17	Aval/Fiança	USD	9,25%
(-) Custo de Transação	-	-	(15.400)	(15.400)	-	-	-	-
(+/-) Recursos antecipados	-	-	(47.690)	(47.690)	-	-	-	-
Financ. / Emprést. Moeda Nacional	95.324	1.485.705	3.467.627	5.048.656	-	-	-	-
Banco do Brasil S.A.	1.100	-	741.264	742.364	Dez-17	Recebíveis	CDI	140,00%
Banco da Amazônia S.A.	1.323	87.000	-	88.323	Dez-14	Aval/Fiança	CDI	1,90%
Banco da Amazônia S.A.	147	33.000	-	33.147	Dez-14	Aval/Fiança	CDI	1,90%
FINEP	2	586	-	588	Set-10	Recebíveis	TJLP	5% e 8%
FINEP	1	388	-	389	Dez-11	Recebíveis	TJLP	5% e 8%
FINEP	2	592	-	594	Dez-12	Recebíveis	TJLP	5% e 8%
FINEP	3	785	-	788	Jan-14	Recebíveis	TJLP	5% e 8%
Consórcio Pipoca	-	185	-	185	Dez-10	Aval/Fiança	IPCA	-
Debêntures - 2ª Série - 3ª Emissão	14.666	143.200	143.199	301.065	Mar-12	Aval/Fiança	IPCA	6,00%
Debêntures - 3ª Série - 3ª Emissão	50.766	-	959.436	1.010.202	Mar-12	Aval/Fiança	IPCA	6,20%
Debêntures - 1ª Série - 5ª Emissão	3.021	700.000	-	703.021	Dez-14	Aval/Fiança	CDI	1,70%
Debêntures - 1ª Série - 6ª Emissão	21.318	486.374	-	507.692	Dez-14	Aval/Fiança	CDI	1,60%
Debêntures - 2ª Série - 6ª Emissão	1.107	-	30.986	32.093	Dez-14	Aval/Fiança	IPCA	8,07%
Debêntures - 1ª Série - 7ª Emissão	1.868	45.451	1.636.238	1.683.557	Dez-16	Ações	CDI	140,00%
(-) FIC Pampulha - títulos emitidos pela própria Companhia	-	(9.470)	-	(9.470)	-	-	-	-
(-) Custos de Transação	-	(2.386)	(43.496)	(45.882)	-	-	-	-
Dívidas com Fundo de Pensão	-	52.394	852.136	904.530	-	-	-	-
Plano de Saúde, Odontológico e Seg.Vida	-	27.763	440.866	468.629	-	-	-	-
Forluz - Reserva Contratada	-	21.246	141.803	163.049	Mar-06	Recebíveis	IPCA	6,00%
Forluz - Equacionamento (déficit 2015)	-	3.385	60.724	64.109	Mai-17	Recebíveis	IPCA	6,00%
Forluz - Previdência Privada	-	-	208.743	208.743	-	-	-	-

	Data Próximo Pgto Juros	Frequência Pgto Juros	Data Próxima Amortização	Vcto Final	Freq. de Amortização	Sistem. Amortização	Cronograma de Amortização de Principal e Juros de Longo Prazo						
							2019	2020	2021	2022	2023	2024 +	Total
Financ. / Emprést. Moeda Estrangeira							205	-	-	-	-	3.244.910	3.245.115
K.F.W.	30/06/2018	Semestral	30/06/2018	30/12/2024	Semestral	SAC	-	-	-	-	-	-	-
K.F.W.	30/06/2018	Semestral	30/06/2018	30/12/2024	Semestral	SAC	205	-	-	-	-	-	205
3.244.910	05/06/2018	Semestral	05/12/2024	05/12/2024	Única	Bullet(final)	-	-	-	-	-	3.308.000	3.308.000
(-) Custo de Transação							-	-	-	-	-	(15.400)	(15.400)
(+/-) Recursos antecipados							-	-	-	-	-	(47.690)	(47.690)
Financ. / Emprést. Moeda Nacional							936.920	1.110.293	1.094.254	326.160	-	-	3.467.627
Banco do Brasil S.A.	24/01/2018	Mensal	24/01/2019	24/12/2021	Mensal	SAC	247.285	247.286	246.693	-	-	-	741.264
Banco da Amazônia S.A.	26/10/2018	Anual	26/10/2018	26/10/2018	Única	Bullet(final)	-	-	-	-	-	-	-
Banco da Amazônia S.A.	10/12/2018	Anual	10/12/2018	10/12/2018	Única	Bullet(final)	-	-	-	-	-	-	-
FINEP	15/01/2018	Mensal	15/01/2018	15/09/2018	Mensal	SAC	-	-	-	-	-	-	-
FINEP	15/01/2018	Mensal	15/01/2018	15/09/2018	Mensal	SAC	-	-	-	-	-	-	-
FINEP	15/01/2018	Mensal	15/01/2018	15/09/2018	Mensal	SAC	-	-	-	-	-	-	-
FINEP	15/01/2018	Mensal	15/01/2018	15/09/2018	Mensal	SAC	-	-	-	-	-	-	-
Consórcio Pipoca	N.A.	N.A.	31/12/2018	31/12/2018	Única	Bullet(final)	-	-	-	-	-	-	-
Debêntures - 2ª Série - 3ª Emissão	15/02/2019	Anual	15/02/2019	15/02/2019	Anual	SAC	143.199	-	-	-	-	-	143.199
Debêntures - 3ª Série - 3ª Emissão	15/02/2019	Anual	17/02/2020	15/02/2022	Anual	SAC	2	316.613	316.613	326.208	-	-	959.436
Debêntures - 1ª Série - 5ª Emissão	11/12/2018	Anual	11/12/2018	10/12/2018	Anual	SAC	-	-	-	-	-	-	-
Debêntures - 1ª Série - 6ª Emissão	17/07/2018	Anual	11/12/2018	10/12/2018	Anual	SAC	-	-	-	-	-	-	-
Debêntures - 2ª Série - 6ª Emissão	17/07/2018	Anual	11/12/2018	10/12/2018	Anual	SAC	15.493	15.493	-	-	-	-	30.986
Debêntures - 1ª Série - 7ª Emissão	28/06/2018	Mensal	26/06/2018	26/06/2017	Mensal	SAC	545.412	545.412	545.414	-	-	-	1.636.238
Custos de transação	-	-	-	-	-	-	(14.471)	(14.511)	(14.466)	(48)	-	-	(43.496)
Dívidas com Fundo de Pensão							25.823	27.373	29.015	30.756	32.601	706.568	852.136
Plano de Saúde, Odontológico e Seguro de Vida	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	440.866	440.866
Forluz - Reserva Contratada	31/01/2018	Mensal	31/01/2018	30/06/2024	Mensal	Price	22.521	23.872	25.305	26.823	28.432	14.850	141.803
Forluz - Equacionamento (déficit 2015)	13/01/2018	Mensal	13/01/2018	13/06/2031	Mensal	Price	3.302	3.501	3.710	3.933	4.169	42.109	60.724
Forluz - Previdência Privada	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	208.743	208.743

A composição dos empréstimos, financiamentos e debêntures, por moeda e indexador, com a respectiva amortização é como segue:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023	2024	Total
Moedas								
Euro	4.178	205	-	-	-	-	-	4.383
Dólar Norte Americano	25.149	-	-	-	-	-	3.308.000	3.333.149
Total por Moedas	29.327	205	-	-	-	-	3.308.000	3.337.532
Indexadores								
IPCA (1)	209.924	158.694	332.106	316.613	326.208	-	-	1.343.545
CDI (2)	1.371.132	792.697	792.698	792.107	-	-	-	3.748.634
TJLP (3)	2.359	-	-	-	-	-	-	2.359
Total por Indexadores	1.583.415	951.391	1.124.804	1.108.720	326.208	-	-	5.094.538
(-) Custos de Transação	(2.386)	(14.472)	(14.511)	(14.466)	(47)	-	(15.400)	(61.282)
(-) Juros Pagos Antecipadamente	-	-	-	-	-	-	(47.690)	(47.690)
Total Geral	1.610.356	937.124	1.110.293	1.094.254	326.161	-	3.244.910	8.323.098

(1) Índice Preço ao Consumidor Amplo – IPCA

(2) Certificado Depósito Interbancário – CDI

(3) Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP

As principais moedas e indexadores utilizados para atualização monetária dos empréstimos, financiamentos e debêntures tiveram as seguintes variações:

Moeda	Variação Acumulada em 2017 %	Variação Acumulada em 2016 %	Indexador	Variação Acumulada em 2017 %	Variação Acumulada em 2016 %
Dólar Norte-Americano	1,50	(16,54)	IPCA	2,95	6,29
Euro	15,41	(19,10)	CDI	9,93	14,06
TJLP	(6,67)	7,14			

A movimentação dos empréstimos, financiamentos e debêntures é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2016	8.643.585
Financiamentos obtidos	3.252.374
Custos de transação (1)	(15.530)
Juros pagos antecipadamente (1)	(48.097)
Financiamentos obtidos líquidos	3.188.747
Variação monetária e cambial	93.983
Encargos financeiros provisionados	913.275
Amortização dos custos de transação	28.684
Amortização dos juros pagos antecipadamente	406
Encargos financeiros pagos	(1.080.075)
Amortização de financiamentos	(3.473.225)
Subtotal	8.315.380
(-) FIC Pampulha - títulos emitidos pela própria Companhia	7.718
Saldo em 31 de dezembro de 2017	8.323.098

(1) Inclui dedução de tributos que não tiveram efeito caixa, no montante de R\$9.573.

Saldo em 31 de dezembro de 2015	7.739.072
Financiamentos obtidos	3.461.965
Custos de transação	(79.514)
Financiamentos obtidos líquidos	3.382.451
Variação monetária e cambial	73.509
Encargos financeiros provisionados	1.128.329
Amortização do custo de transação	44.709
Encargos financeiros pagos	(1.116.060)
Amortização de financiamentos	(2.591.237)
Subtotal	8.660.773
(-) FIC Pampulha - títulos emitidos pela própria Companhia	(17.188)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	8.643.585

A abertura dos ativos financeiros está apresentada a seguir:

31/12/2017	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Saldo Total	Adimplente	Indexado ou Juros	Spread % a.a.
Ativos Financeiros							
Caixa e Aplicações Financeiras							
Saldo Final de Caixa	-	366.169	-	366.169	Sim	CDI	60% a 106%
Aplicações Financeiras							
CDB	-	927	-	927	Sim	CDI	100,25% a 105,25%
Letras Financeiras – LFs	936	113.166	-	114.102	Sim	CDI	102,1% a 112%
Letras Financeiras do Tesouro							
– LFTs	2.283	276.036	-	278.319	Sim	Selic	6,89% a.a.
Debêntures							
	113	13.690	11.191	24.994	Sim	CDI	104,25% a CDI + 4,24%
Outros	-	53	-	53	Sim	CDI	100%
Fundos Vinculados	-	18.326	-	18.326			
Sub Total	3.332	788.367	11.191	802.890			
(-) Aplic. Financ. Debêntures Cemig GT	(56)	(9.414)	-	(9.470)	Sim		
Total	3.276	778.953	11.191	793.420			

A abertura dos instrumentos financeiros derivativos está apresentada a seguir:

Instrumentos Derivativos	Instituição / Contraparte	Data Início	Vencimento	Custo Ponta Ativa	Custo Ponta Passiva	Valor Contratado	Fair Value
Swap	Itaú/Bradesco/BTGPactual/Goldman Sachs	07/12/17	05/12/24	VC + 9,25	150% CDI	3.378.507	72.735

A composição do endividamento e dívida líquida está apresentada a seguir:

Resumo	Juros de Curto Prazo	Principal Curto Prazo	Principal + Juros LP	Total 2017	Total 2016
Dívida Bruta	120.473	1.783.202	7.564.878	9.468.553	9.443.161
Financ./Emprést.Moeda Estrangeira	25.149	4.178	3.245.115	3.274.442	7.416
Financ./Emprést.Moeda Nacional	95.324	1.485.705	3.467.627	5.048.656	8.636.169
Fundo de Pensão	-	52.394	852.136	904.530	799.576
Intra-setoriais Corrente em Atraso	-	284	-	284	-
Tributária Corrente em Atraso	-	240.641	-	240.641	-
Ativos Financeiros	(3.276)	(778.953)	(11.191)	(793.420)	(643.405)
Alta Liquidez	-	(367.096)	-	(367.096)	(361.252)
Demais Aplicações Financeiras	(3.276)	(411.857)	(11.191)	(426.324)	(282.153)
Dívida Líquida	117.197	1.004.249	7.553.687	8.675.133	8.799.756

Custos de empréstimos transferidos para investimentos

A Companhia não teve encargos de empréstimos e financiamentos vinculados a obras, transferidos para o ativo imobilizado no exercício de 2017.

Captações de Recursos

As captações de recursos em 2017 estão demonstradas a seguir:

	Vencimento Principal	Encargos Financeiros Anuais	Valor Captado
Moeda estrangeira			
Financiamentos obtidos	2024	9,25%	3.252.374
Custos de transação (1)			(15.530)
Juros pagos antecipadamente (1)			(48.097)
Financiamentos obtidos líquidos			3.188.747

(1) Inclui tributos que não tiveram efeito caixa, no montante de R\$9.573.

Emissão de Eurobonds

Em dezembro de 2017, a Companhia emitiu Eurobonds no mercado internacional, no montante de US\$1 bilhão, com cupom semestral de 9,25% a.a.. A emissão, com prazo de 7 anos, vencerá em dezembro de 2024, havendo a opção de um pré-pagamento, sem prêmio, a partir de quando a emissão completar 6 anos. A emissão, que conta com a garantia fidejussória da Cemig, foi utilizada para amortizar a dívida de curto prazo existente. A emissão contou com um rating “B” atribuído pela Fitch e pela Standard&Poors. Com o objetivo de se proteger da variação cambial, a Companhia realizou a liquidação financeira da emissão, em 05/12/2017, concomitantemente com a contratação de uma operação de hedge, ao custo de 150,5% da variação do CDI, para o valor total, incluindo os juros, através de uma combinação de Swap dos juros mais Call Spread do principal (em que a Companhia admite estar protegida até uma determinada cotação). A Escritura da emissão prevê cláusulas restritivas e eventos de inadimplência, que podem gerar o vencimento antecipado da dívida. No pacote de covenants há restrições de investimento, de endividamento, de pagamento de dividendos e de garantias reais, dentre outras, proporcionando, entretanto, uma combinação entre flexibilidade operacional e financeira para o emissor e proteção para os investidores. Os covenants foram definidos seguindo o padrão de covenants para emissões High Yield, os quais deixarão de ser aplicados se e quando a Companhia se tornar “investment grade” no conceito de duas agências de rating.

Garantias

Em 31 de dezembro de 2017 o saldo devedor dos empréstimos e financiamentos é garantido da seguinte forma:

	31/12/2017
Aval e Fiança	5.934.677
Recebíveis	1.036.319
Ações	1.347.719
Sem Garantia	4.383
TOTAL	8.323.098

Debêntures

As debêntures de emissão da Companhia são do tipo “simples”, não conversíveis em ações, possuem as seguintes características:

	Vcto.	Tipo garantia	Encargos Financeiros Anuais	Saldo em 31/12/2017	Saldo em 31/12/2016
1ª Série - 3ª Emissão	2017	Quirografia	CDI + 0,90%	-	543.214
2ª Série - 3ª Emissão	2019	Quirografia	IPCA + 6,00%	301.065	293.152
3ª Série - 3ª Emissão	2022	Quirografia	IPCA + 6,20%	1.010.202	983.679
1ª série - 5ª Emissão	2018	Quirografia	CDI + 1,70%	703.021	1.411.295
1ª Série - 6ª Emissão	2018	Quirografia	CDI + 1,60%	507.692	1.040.715
2ª Série - 6ª Emissão	2020	Quirografia	IPCA + 8,07%	32.093	31.223
1ª série - 7ª Emissão	2021	Quirografia	140% do CDI	1.683.557	2.241.592
(-) FIC Pampulha				(9.470)	(17.188)
(-) Custos de transação				(37.028)	(47.809)
TOTAL				4.191.132	6.479.873

Para as debêntures emitidas pela Companhia, não há cláusulas de repactuação e debêntures em tesouraria. Há cláusulas de vencimento antecipado de qualquer obrigação pecuniária, decorrente de inadimplemento em obrigação de valor individual ou agregado, da Companhia ou sua controladora Cemig, superior a R\$50 milhões (“cross default”).

a) Cláusulas contratuais restritivas – “Covenants”

A Companhia possui contratos com cláusulas restritivas (“Covenants”) atreladas a índices financeiros, conforme quadro a seguir:

Título	Descrição da Cláusula Restritiva	Índice Requerido Cemig GT	Índice Requerido Cemig (garantidora)	Exigibilidade de cumprimento
Cédulas de Crédito Bancário e Crédito Fixo Banco do Brasil (1)	Dívida Líquida / (Ebitda + Dividendos Recebidos)	Manter índice igual ou inferior a:	Manter índice igual ou inferior a:	Anual e Semestral
		5,5 em 30/06/2018	4,5 em 30/06/2018	
		5,0 em 31/12/2018	4,25 em 31/12/2018	
		5,0 em 30/06/2019	4,25 em 30/06/2019	
		4,5 em 31/12/2019	3,5 em 31/12/2019	
		4,5 em 30/06/2020	3,5 em 30/06/2020	
		3,0 em 31/12/2020	3,0 em 31/12/2020	
		3,0 em 30/06/2021	3,0 em 30/06/2021	
		2,5 em 31/12/2021 em diante	2,5 em 31/12/2021 em diante	
7ª emissão de debêntures (2)	Dívida Líquida / (Ebitda + Dividendos Recebidos)	Manter índice igual ou inferior a:	Manter índice igual ou inferior a:	Anual e Semestral
		5,5 em 2017	4,5 em 2017	
		5,0 em 2018	4,25 em 2018	
		4,5 em 2019	3,5 em 2019	
		3,0 em 2020	3,0 em 2020	
		2,5 em 2021	2,5 em 2021	
Eurobonds (3)	Dívida Líquida / EBITDA Ajustado para o Covenant	Manter índice igual ou inferior a:	Manter índice igual ou inferior a:	Anual e Semestral
		5,5 em 31/12/2017	5,0 em 31/12/2017	
		5,5 em 30/06/2018	5,0 em 30/06/2018	
		5,0 em 31/12/2018	4,25 em 31/12/2018	
		5,0 em 30/06/2019	4,25 em 30/06/2019	
		4,5 em 31/12/2019	3,5 em 31/12/2019	
		4,5 em 30/06/2020	3,5 em 30/06/2020	
		3,0 em 31/12/2020	3,0 em 31/12/2020	
		3,0 em 30/06/2021	3,0 em 30/06/2021	
2,5 em 31/12/2021 em diante	3,0 em 31/12/2021 em diante			

- (1) Foi incorporada às cláusulas de vencimento antecipado das Cédulas de Crédito Bancário e Crédito Fixo da Cemig GT junto ao Banco do Brasil S.A., a exigibilidade de cumprimento de índice financeiro semelhante ao índice exigido pelo Eurobonds, mediante aditivos contratuais;
- (2) 7ª emissão de debêntures da Cemig GT, em dezembro de 2016, no montante de R\$2.240 milhões.
- (3) Diante de uma eventual ultrapassagem dos covenants financeiros de manutenção, os juros serão automaticamente majorados em 2%a.a. durante o período em que permanecerem ultrapassados. Há também a obrigação de se respeitar um covenant “de manutenção” de dívida com garantia real no consolidado da Cemig em relação ao EBITDA de 2,0x (1,75x em dez/17) e um covenant “de incorrência” de dívida com garantia real na Cemig GT em relação ao EBITDA de 1,5x.

As cláusulas restritivas, com exigibilidade de cumprimento anual e semestral, foram atendidas no exercício findo em 31 de dezembro de 2017.

17. ENCARGOS SETORIAIS

	31/12/2017	31/12/2016
Ativo circulante		
Créditos junto à Eletrobrás (1)	-	48.379
	-	48.379
Passivo		
Reserva global de reversão – RGR	8.753	-
Compensação financeira pela utilização de recursos hídricos - CFURH	13.549	20.535
Conta de desenvolvimento energético – CDE	51.639	7.838
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	595	1.251
Prog.de incentivo às fontes altern. de energia elétrica – PROINFA	6.612	7.721
Fundo nacional de desenv. científico tecnológico - FNDCT	1.945	3.659
Pesquisa e desenvolvimento – P&D	302.102	277.254
Pesquisa expansão sistema energético	1.111	1.969
	386.306	320.227
Passivo circulante	305.569	193.485
Passivo não circulante	80.737	126.742

- (1) A Companhia solicitou à Aneel a revisão dos valores pagos, em exercícios anteriores, referentes à RGR em função da base de cálculo utilizada na época para cálculo do encargo. Somente após a conclusão da Aneel, em 2016, que julgou procedente o pedido da Companhia, conforme Nota Técnica Aneel 162/2016, é que a Companhia reconheceu o direito de recuperar o valor de R\$119.264, a ser compensado com RGR a pagar.

18. BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

Fundo de pensão Forluz (Plano de pensão e suplementação de aposentados)

A Companhia é uma das patrocinadoras da Fundação Forluminas de Seguridade Social – Forluz, pessoa jurídica sem fins lucrativos, com o objetivo de propiciar aos seus associados e participantes e aos seus dependentes complementação de aposentadoria e pensão, em conformidade ao plano previdenciário a que estiverem vinculados.

A Forluz disponibiliza aos seus participantes os seguintes planos de benefícios de suplementação de aposentadoria:

Plano misto de benefícios previdenciários (“Plano B”) – Plano de contribuição definida na fase de acumulação de recursos para benefícios de aposentadoria por tempo normal e benefício definido para cobertura de invalidez e morte de participante ativo, bem como no recebimento dos benefícios por tempo de contribuição. A contribuição das Patrocinadoras é paritária às contribuições básicas mensais dos participantes, sendo o único plano aberto a novas adesões de participantes.

Plano saldado de benefícios previdenciários (“Plano A”) – Inclui todos os participantes ativos e assistidos que optaram migrar do antigo plano de Benefício Definido, fazendo jus a um benefício proporcional saldado. No caso dos ativos, esse benefício foi diferido para a data da aposentadoria.

A Companhia mantém ainda, de modo independente aos planos disponibilizados pela Forluz, pagamentos de parte do prêmio de seguro de vida para os empregados e aposentados e contribui para um plano de saúde e um plano odontológico para os empregados, aposentados e dependentes, administrados pela Cemig Saúde.

Amortização das obrigações atuariais e reconhecimento nas demonstrações contábeis regulatórias

A Companhia demonstra nesta nota explicativa o passivo e as despesas em conexão com o plano de complementação de aposentadoria, plano de saúde, plano odontológico e seguro de vida de acordo com os termos do pronunciamento técnico CPC 33 R1/IAS 19 (benefícios a empregados) e laudo preparado por atuários independentes com base em 31 de dezembro de 2017.

Foi reconhecida pela Companhia uma obrigação a pagar referente a déficits atuariais passados relacionados ao Fundo de pensão no montante de R\$163.049 em 31 de dezembro de 2017 (R\$178.099 em 31 de dezembro de 2016). Esse valor foi reconhecido como obrigação a pagar pela Companhia e está sendo amortizado até junho de 2024, através de prestações mensais calculadas pelo sistema de prestações constantes (Tabela Price) e reajustadas pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), acrescido de 6% ao ano. Como essa dívida deverá ser paga mesmo em caso de superávit da Fundação, a Companhia mantém o registro integral da dívida, de forma específica, estando os impactos referentes à atualização monetária e juros registrados no resultado financeiro.

Contrato de equacionamento do déficit do Plano A da Forluz

Em maio de 2017, a Forluz e as patrocinadoras Cemig, Cemig GT e Cemig D assinaram um Instrumento Particular de Assunção de Dívida para Cobertura de Déficit conforme plano de equacionamento de déficit do Plano A (Plano Saldado de Benefícios Previdenciários) aprovado pelo Conselho Deliberativo da FORLUZ em 15 de dezembro de 2016. Em 31 de dezembro de 2017, o montante total a ser pago pela Cemig GT em decorrência do déficit apurado no Plano A é de R\$64.109, com amortizações mensais até junho de 2031, calculadas pelo sistema de prestações constantes (Tabela Price). Os juros remuneratórios aplicáveis sobre o saldo devedor são de 6% ao ano, acrescidos do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA-IBGE). Na ocorrência de equilíbrio atuarial do plano antes do período de amortização integral do contrato, a Companhia ficará dispensada do pagamento das parcelas remanescentes e o contrato será extinto.

Em fevereiro de 2018, o Conselho de Administração da Cemig autorizou a celebração de um novo Instrumento Particular de Assunção de Dívida entre a Forluz e as patrocinadoras Cemig, Cemig GT e Cemig D, conforme plano de equacionamento para cobertura de déficit do Plano A da FORLUZ. O montante total a ser pago pela Companhia em decorrência do déficit apurado no Plano A é de R\$22.444, através de 167 parcelas mensais. Os juros remuneratórios aplicáveis sobre o saldo devedor são de 6% ao ano, acrescidos do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA-IBGE). Na ocorrência de equilíbrio atuarial do plano antes do período de amortização integral do contrato, a Companhia ficará dispensada do pagamento das parcelas remanescentes e o contrato será extinto.

Informações atuariais

2017	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentados	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Valor Presente das Obrigações	2.362.784	398.630	8.441	61.558	2.831.413
Valor Justo dos Ativos do Plano	(1.946.151)	-	-	-	(1.946.151)
Passivo Líquido inicial	416.633	398.630	8.441	61.558	885.262
Ajuste ao Teto de Ativo (<i>Asset Ceiling</i>)	19.269	-	-	-	19.269
Passivo Líquido no Balanço Patrimonial	435.902	398.630	8.441	61.558	904.531

O teto de ativo (*asset ceiling*) é o valor presente de quaisquer benefícios econômicos disponíveis na forma de restituições provenientes do plano ou de reduções nas contribuições futuras para o plano.

O valor líquido do passivo dos planos de previdência é ajustado ao teto de ativo, que corresponde ao resultado superavitário do Plano B, o qual possui destinação específica conforme regulamentação do Conselho Nacional de Previdência Complementar – CNPC.

As mudanças no valor presente da obrigação de benefício definido são as seguintes:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2015	1.803.638	277.652	6.173	126.699	2.214.162
Custo do Serviço Corrente	1.703	1.907	43	586	4.239
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	227.226	36.478	811	16.538	281.053
Perdas (Ganhos) Atuariais:					
Decorrentes de mudanças nas premissas demográficas	(273)	-	-	11	(262)
Decorrentes de mudanças nas premissas financeiras	287.894	80.961	1.791	39.841	410.487
Decorrentes de ajustes com base na experiência	58.049	(17.722)	(693)	3.945	43.579
	345.670	63.239	1.098	43.797	453.804
Benefícios pagos	(178.319)	(22.443)	(463)	(2.753)	(203.978)
Obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2016	2.199.918	356.833	7.662	184.867	2.749.280
Custo do Serviço Corrente	1.286	2.539	59	772	4.656
Juros Sobre a Obrigação Atuarial	221.417	37.126	798	19.260	278.601
Perdas (Ganhos) Atuariais:					
Decorrentes de mudanças nas premissas demográficas	39.024	-	-	6	39.030
Decorrentes de mudanças nas premissas financeiras	94.068	14.276	371	12.411	121.126
Decorrentes de ajustes com base na experiência	(8.623)	13.133	97	(12.273)	(7.666)
	124.469	27.409	468	144	152.490
Alterações no plano - Serviço Passado	-	-	-	(141.544)	(141.544)
Benefícios pagos	(184.306)	(25.277)	(546)	(1.941)	(212.070)
Obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2017	2.362.784	398.630	8.441	61.558	2.831.413

A Companhia realizou modificações no seguro de vida, que implicaram na redução do capital segurado dos aposentados em 20% a cada 5 anos, a partir de 60 anos, até o mínimo de 20%. As alterações mencionadas implicaram em uma redução de R\$141.544 nas obrigações pós-emprego registradas em 31 de dezembro de 2017, em contrapartida ao resultado.

As mudanças no valor justo dos ativos dos planos são as seguintes:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2015	1.492.692
Retorno real dos investimentos	517.626
Contribuições do empregador	28.779
Benefícios pagos	(178.319)
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2016	1.860.778
Retorno real dos investimentos	233.600
Contribuições do empregador	36.079
Benefícios pagos	(184.306)
Valor justo dos ativos do plano em 31 de dezembro de 2017	1.946.151

Os valores reconhecidos na demonstração de resultado de 2017 e 2016 são como segue:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Custo do serviço corrente	1.286	2.539	59	772	4.656
Juros Sobre a obrigação atuarial	221.417	37.126	798	19.260	278.601
Rendimento sobre os ativos do plano	(185.467)	-	-	-	(185.467)
Custo do serviço passado	-	-	-	(141.544)	(141.544)
Despesa (recuperação de despesa) total em 2017 conforme cálculo atuarial	37.236	39.665	857	(121.512)	(43.754)

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Custo do serviço corrente	1.703	1.907	43	586	4.239
Juros Sobre a obrigação atuarial	227.226	36.478	811	16.538	281.053
Rendimento sobre os ativos do plano	(185.040)	-	-	-	(185.040)
Despesa total em 2016 conforme cálculo atuarial	43.889	38.385	854	17.124	100.252

As movimentações ocorridas no passivo líquido são as seguintes:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Passivo líquido em 31 de dezembro de 2015	310.946	277.652	6.173	126.699	721.470
Despesa reconhecida no resultado	43.889	38.385	854	17.124	100.252
Contribuições pagas	(28.779)	(22.443)	(463)	(2.753)	(54.438)
Perdas atuariais (*)	31.043	63.239	1.098	43.797	139.177
Passivo líquido em 31 de dezembro de 2016	357.099	356.833	7.662	184.867	906.461
Despesa reconhecida no resultado	37.236	39.665	857	20.032	97.790
Contribuições pagas	(36.079)	(25.277)	(546)	(1.941)	(63.843)
Alterações no plano - serviço passado - ganho	-	-	-	(141.544)	(141.544)
Perdas atuariais (*)	77.646	27.409	468	144	105.667
Passivo líquido em 31 de dezembro de 2017	435.902	398.630	8.441	61.558	904.531
				2017	2016
Passivo circulante				52.395	45.377
Passivo não circulante				852.136	861.084

(*) Reconhecidas diretamente no resultado abrangente.

Os valores registrados na despesa reconhecida no resultado referem-se às parcelas dos custos com obrigação pós-emprego, no montante de R\$82.993 (R\$77.034 em 2016), mais os encargos e variação monetária da dívida pactuada com a FORLUZ, no montante de R\$14.797 (R\$23.218 em 2016). Além disso, devido às alterações no seguro de vida, foi reconhecida uma recuperação de despesa no resultado de 2017 no montante de R\$141.544.

A estimativa para a despesa a ser reconhecida para o exercício de 2018 é como segue:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Custo do serviço corrente	1.009	2.258	56	335	3.658
Juros sobre a obrigação Atuarial	215.130	37.917	784	5.799	259.630
Rendimento esperado sobre os ativos do plano	(175.541)	-	-	-	(175.541)
Despesa total em 2018 conforme cálculo atuarial	40.598	40.175	840	6.134	87.747

A expectativa de pagamento de benefícios para o exercício de 2018 é como segue:

	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Estimativa de pagamento de benefícios	191.678	26.288	568	2.028	220.562

A Companhia tem a expectativa de efetuar contribuições para o fundo de pensão no exercício de 2018 no montante de R\$37.522 para amortização de déficit do Plano A e R\$22.538 para o Plano de Contribuição Definida (registradas diretamente no resultado do exercício).

Os prazos médios de vencimento das obrigações dos planos de benefício, em anos, são os seguintes:

Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria		Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida
Plano A	Plano B			
9,28	11,55	13,68	13,68	11,55

As principais categorias de ativos do plano, como porcentagem do total de ativos do plano, são as seguintes:

	2017	2016
Ações de empresas brasileiras	6,71%	3,91%
Títulos de renda fixa	74,68%	75,46%
Imóveis	7,61%	7,73%
Outros	11,00%	12,90%
Total	100,00%	100,00%

Os seguintes ativos do plano de pensão, avaliados pelo valor justo, estão relacionados à Companhia:

	2017	2016
Debêntures não conversíveis emitidas pela Patrocinadora	185.174	178.618
Imóveis da Forluz ocupados pela Patrocinadora	216.500	152.650
	401.674	331.268

As principais premissas atuariais são conforme segue:

	2017	2016
Taxa anual de desconto para valor presente da obrigação atuarial	9,48%	10,50%
Taxa anual de rendimento esperado sobre os ativos do plano	9,48%	10,50%
Taxa anual de inflação de longo prazo	4,00%	4,50%
Índice anual estimado de aumentos salariais futuros	6,08%	6,59%
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000 D10%	AT-2000
Tábua biométrica de entrada de invalidez	Não adotada	Álvaro vindas
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	AT 49	AT 49

A seguir, apresenta-se uma análise de sensibilidade considerando os efeitos de mudanças nas principais premissas atuariais utilizadas para determinar a obrigação de benefício definido em 31 de dezembro de 2017:

Efeitos na obrigação de benefício definido	Plano de Pensão e Suplementação de Aposentadoria	Plano de Saúde	Plano Odontológico	Seguro de Vida	Total
Desagravamento da tábua de mortalidade em 1 ano	59.201	6.647	131	(3.635)	62.344
Agravamento da tábua de mortalidade em 1 ano	-	-	-	3.481	3.481
Decréscimo de 1% na taxa de desconto	252.374	51.576	1.086	9.706	314.742

Na apresentação da análise de sensibilidade, o valor presente da obrigação de benefício definido foi calculado utilizando-se o método do Crédito Unitário Projetado, mesmo método utilizado para calcular a obrigação de benefício definido reconhecida no Balanço Patrimonial. A Companhia não realizou alterações nos métodos utilizados para calcular suas obrigações pós-emprego para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016.

19. PROVISÕES PARA LITÍGIOS

A Companhia é parte em processos judiciais e administrativos, perante vários tribunais e órgãos governamentais, oriundos do curso normal de suas operações, envolvendo questões trabalhistas, cíveis, tributárias, ambientais, regulatórias e outros assuntos.

Ações em que figura no polo passivo

A Companhia constituiu provisões para as ações cuja expectativa de perda é considerada provável e seu valor pode ser estimado, baseada na sua avaliação e de seus assessores legais, para as quais será necessária uma saída de recursos financeiros para liquidar a obrigação, conforme segue:

	2016	Adições	Reversões	Liquidações	2017
Trabalhistas	46.286	17.949	-	(15.287)	48.948
Cíveis	364	13	(113)	(13)	251
Tributárias	7.145	2.717	(816)	-	9.046
Regulatórias	50	2.739	(4)	(579)	2.206
Outras	51.451	5.193	(19.232)	(1.569)	35.843
Total	105.296	28.611	(20.165)	(17.448)	96.294

	2015	Adições	Reversões	Liquidações	2016
Trabalhistas	44.559	18.629	(3.383)	(13.519)	46.286
Cíveis	305	222	-	(163)	364
Tributárias	5.161	2.054	(67)	(3)	7.145
Regulatórias	2.670	273	(2.620)	(273)	50
Outras	25.015	27.623	(3)	(1.184)	51.451
Total	77.710	48.801	(6.073)	(15.142)	105.296

A Administração da Companhia, tendo em vista os prazos e a dinâmica dos sistemas judiciário, tributário e regulatório, acredita não ser praticável fornecer informações úteis aos usuários destas demonstrações contábeis regulatórias a respeito do momento de eventuais saídas de caixa, bem como de qualquer possibilidade de reembolsos. A Companhia acredita que eventuais desembolsos, em excesso aos montantes provisionados, após o desfecho dos respectivos processos, não afetarão, de forma relevante, o resultado das suas operações e da sua posição financeira.

Os detalhes sobre as principais provisões e passivos contingentes são como segue, sendo esta a melhor expectativa para os desembolsos futuros para estas contingências:

Provisões constituídas para processos com expectativa de perda provável e passivos contingentes vinculados, relativos aos processos com expectativa de perda possível.

Trabalhistas

A Companhia é parte em diversas ações movidas por seus empregados e por empregados de empresas prestadoras de serviços. Essas ações versam, de modo geral, sobre horas extras, adicionais, verbas rescisórias, benefícios diversos, ajustes salariais e reflexos em plano de aposentadoria complementar. Além dessas ações, há outras ações relativas à terceirização de mão de obra, complementação e recálculo de pensões de aposentadorias pela Forluz e ajustes salariais.

O valor da contingência é de, aproximadamente, R\$167.932 (R\$135.739 em 31 de dezembro de 2016), dos quais R\$48.948 (R\$46.286 em 31 de dezembro de 2016) foram provisionados, sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar estas discussões.

Tributárias

A Companhia é parte em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos, onde são discutidos, dentre outros, assuntos relativos ao Programa de Integração Social (PIS), à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social (COFINS), ao Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ), à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (CSLL) e aos embargos à execução fiscal. O valor da contingência é de, aproximadamente, R\$37.328 (R\$114.865 em 31 de dezembro de 2016), dos quais R\$9.046 (R\$7.145 em 31 de dezembro de 2016) foram provisionados, sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar estas discussões.

Regulatórias

A Companhia é ré em processos administrativos e judiciais onde são questionadas, principalmente, a redução de contrato de fornecimento de energia elétrica, a limitação de procedimento para operação de barragem de usina, auto de infração decorrente de fiscalização do órgão regulador, dentre outras. O valor da contingência é de, aproximadamente, R\$23.319 (R\$20.958 em 31 de dezembro de 2016), dos quais R\$2.206 (R\$50 em 31 de dezembro de 2016) foram provisionados, sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar estas discussões.

Outros processos no curso normal dos negócios

Quebra de contrato – prestação de serviço de limpeza de faixas de servidão e aceiros

A Companhia é parte em discussões quanto alegados prejuízos sofridos decorrentes de supostos descumprimentos contratuais quando da prestação de serviço de limpeza de faixas de servidão e aceiros. O valor provisionado foi de R\$31.987 (R\$28.389 em 31 de dezembro de 2016), sendo esta a estimativa provável de recursos para liquidar esta discussão.

Outras ações

A Companhia é parte em processo onde se discute a remoção de moradores em áreas de acesso ou sob as torres de linha de transmissão. A probabilidade de perda foi reavaliada para remota uma vez que, em ação semelhante, o judiciário julgou improcedente o pedido do Ministério Público. Em 31 de dezembro de 2016 o valor provisionado era de R\$21.407.

Adicionalmente às questões descritas acima, a Companhia está envolvida, como impetrante ou ré, em outros litígios, de menor relevância, relacionados ao curso normal de suas operações, no montante estimado de R\$77.571 (R\$65.726 em 31 de dezembro de 2016), dos quais R\$4.107 foram provisionados (R\$1.655 em 31 de dezembro de 2016). A Administração acredita que possui defesa adequada para estes litígios e não são esperadas perdas relevantes, relacionadas a estas questões, que possam ter efeito adverso na posição financeira e no resultado das operações da Companhia.

Passivos contingentes, cuja expectativa de perda é considerada possível e a Companhia acredita ter argumentos de mérito para a defesa judicial

Impostos e demais contribuições

A Companhia é parte em diversos processos administrativos e judiciais relativos a tributos. Os detalhes das principais discussões são como segue:

Indenização do anuênio

A Companhia pagou uma indenização aos empregados, no exercício de 2006, no montante de R\$41.860, em troca do direito referente aos anuênios futuros que seriam incorporados aos salários. A Companhia não efetuou os recolhimentos de Imposto de Renda e Contribuição Previdenciária sobre este valor por considerar que essas obrigações não são incidentes sobre verbas indenizatórias. Entretanto, para evitar o risco de uma eventual multa no futuro, a Companhia impetrou mandados de segurança que permitiram o depósito judicial no valor de R\$28.716, que atualizado representa o valor de R\$63.027 (R\$60.126 em 31 de dezembro de 2016), registrado na conta de Depósitos Vinculados a Litígios. O valor da contingência, atualizado, é de R\$73.334 (R\$68.403 em 31 de dezembro de 2016) e, com base nos argumentos acima, Administração classificou a probabilidade de perda como possível.

Contribuições previdenciárias

A Receita Federal do Brasil instaurou processos administrativos contra a Companhia, relativamente às contribuições previdenciárias sobre diversas rubricas: participação nos lucros e resultados - PLR, programa de alimentação do trabalhador (PAT), auxílio-educação, auxílio alimentação, Adicional Aposentadoria Especial, pagamentos de hora extra, exposição a risco no ambiente de trabalho, Sest/Senat e multa por descumprimento de obrigação acessória. A Companhia apresentou as defesas e aguarda julgamento. O valor da contingência é de, aproximadamente, R\$458.619 (R\$244.659 em 31 de dezembro de 2016). A Administração classificou a probabilidade de perda como possível tendo em vista, inclusive, a avaliação de perda na esfera judicial, fundamentada na análise dos pedidos e jurisprudência relativa às questões.

Não homologação da compensação de créditos tributários

A Receita Federal do Brasil não homologou a declaração de compensação de créditos decorrentes de saldos negativos nas Declarações de Informações Econômico-Fiscais da Pessoa Jurídica – DIPJ, além de pagamentos a maior, identificados pelos DARF's e/ou DCTF's, envolvendo os seguintes tributos: IRPJ, CSLL, PIS e COFINS. A Companhia está contestando a não homologação das compensações. O valor da contingência é de R\$126.880 (R\$115.057 em 31 de dezembro de 2016) e a probabilidade de perda foi classificada como possível pela Companhia, em razão do atendimento dos requisitos legais pertinentes, constantes no Código Tributário Nacional (CTN).

Contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL)

A Receita Federal do Brasil lavrou autos de infração contra a Companhia nos exercícios de 2012 e 2013 em razão da não adição ou dedutibilidade indevida da base de cálculo da CSLL dos valores referentes às parcelas de: i) tributos com exigibilidade suspensa; ii) doações e patrocínios (Lei nº 8.313/91); e iii) multas por infrações de naturezas diversas. O montante desta contingência é de R\$72.584 (R\$52.045 em 31 de dezembro de 2016). A Companhia classificou a probabilidade de perda como possível em conformidade à análise da jurisprudência relativa à questão.

Questões regulatórias

Contabilização de operações com venda de energia pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

A AES Sul Distribuidora questiona, judicialmente, desde agosto de 2002, os critérios de contabilização das operações com venda de energia no Mercado Atacadista de Energia (MAE), antecessora da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE), durante o período do racionamento, e obteve decisão judicial liminar favorável, em fevereiro de 2006, em que é determinado que a ANEEL atendesse ao pleito da distribuidora e proceda, com a CCEE, à recontabilização e liquidação das operações durante o racionamento, desconsiderando o seu Despacho nº 288 de 2002. Tal medida deveria ser efetivada na CCEE, a partir de novembro de 2008, e implicaria em um desembolso adicional para a Companhia, referente à despesa com compra de energia no mercado de curto prazo, com a CCEE, no valor aproximado de R\$287.515 (R\$263.847 em 31 de dezembro de 2016). A Companhia obteve em 09 de novembro de 2008, junto ao Tribunal Regional Federal, liminar suspendendo a obrigatoriedade de depositar o valor devido, em decorrência da Liquidação Financeira Especial efetivada pela CCEE.

A Companhia classificou a possibilidade de perda como possível em decorrência de se tratar de acordo geral do setor elétrico, no qual a Companhia possui documentação hábil para suas alegações.

Encargos de serviços do sistema - Resolução do Conselho Nacional de Política Energética

A Resolução CNPE nº 3, de 6 de março de 2013, estabeleceu novos critérios para o Rateio do custo do despacho adicional de usinas termelétricas. Pelos novos critérios, o custo dos Encargos do Serviço do Sistema (ESS) por motivo de segurança energética, que era rateado integralmente entre os consumidores livres e distribuidoras, passaria a ser rateado por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional (SIN), inclusive geradores e comercializadores.

Em maio de 2013, a Associação Brasileira dos Produtores Independentes de Energia Elétrica (APINE), da qual a Companhia é associada, obteve liminar suspendendo os efeitos dos artigos 2º e 3º da Resolução CNPE nº 3, isentando os geradores do pagamento do ESS em conformidade à resolução mencionada.

Em decorrência da Liminar, a CCEE efetuou a liquidação financeira de abril a dezembro de 2013, utilizando-se dos critérios anteriores à Resolução mencionada. Dessa forma, a Companhia efetuou o registro dos custos do ESS em conformidade aos critérios de liquidação financeira divulgados pela CCEE, sem os efeitos da resolução CNPE nº 3.

Os pedidos da autora (APINE) foram julgados procedentes em primeira instância, confirmando o provimento liminar concedido às suas associadas, dentre elas a Companhia e suas subsidiárias. Esta decisão foi objeto de recurso de apelação distribuído à 7ª Turma do TRF – 1ª Região, que aguarda julgamento.

O valor da contingência é de, aproximadamente, R\$201.586 (R\$182.232 em 31 de dezembro de 2016). Apesar da decisão favorável em 1ª instância, os assessores jurídicos da Associação ainda consideraram o risco de perda desta contingência como possível, com o que a Companhia concorda uma vez que ainda não há elementos que permitam prever o resultado do julgamento do recurso de apelação interposto pela União Federal.

Questões Ambientais

Impactos ambientais decorrentes de construção de usinas

O Ministério Público do Estado de Minas Gerais, determinada associação e particulares distribuíram Ações Civas Públicas (ACP's) e Ações Populares requerendo que a Companhia invista, no mínimo, 0,5% da receita operacional bruta anual das usinas Emborcação, Pissarrão, Funil, Volta Grande, Poquim, Paraúna, Miranda, Nova Ponte, Rio de Pedras e Peti, desde 1997, na proteção e na preservação ambiental dos mananciais hídricos existentes nos municípios onde estão localizadas as usinas, e indenização proporcional aos danos ambientais causados, que não possam ser recuperados, decorrentes da omissão no cumprimento da Lei do Estado de Minas Gerais nº 12.503/1997. A Companhia interpôs recursos para o Superior Tribunal de Justiça (STJ) e para o Supremo Tribunal Federal (STF) e, baseada na opinião de seus assessores jurídicos, entende que se trata de discussão de matéria de índole infraconstitucional (existência de Lei Federal com objeto análogo) e matéria constitucional no que se refere à constitucionalidade ou não da norma estadual, a decisão final compete ao STJ e ao STF. Nenhuma provisão foi constituída, uma vez que a Administração, baseada na opinião de seus assessores jurídicos, classificou a probabilidade de perda como possível e o valor da contingência é de R\$126.159 (R\$112.704 em 31 de dezembro de 2016).

O Ministério Público do Estado de Minas Gerais ajuizou ações civis públicas requerendo a formação de Área de Preservação Permanente (APP) no entorno do reservatório da usina hidrelétrica de Capim Branco, suspensão dos efeitos das licenças ambientais e recuperação de supostos danos ambientais. A Companhia, baseada na opinião de seus assessores jurídicos acerca das alterações ocorridas no novo código florestal e na jurisprudência relativa ao tema, classificou a probabilidade de perda nesta discussão como possível, e o valor estimado da contingência é de R\$79.378 (R\$73.169 em 31 de dezembro de 2016).

Outras questões ambientais

A Companhia está envolvida em assuntos ambientais, os quais se referem a áreas protegidas, licenças ambientais, recuperação de danos ambientais e outros, no montante de R\$64.241 (R\$30.839 em 31 de dezembro de 2016), para os quais não há saldo provisionado pois a Administração, baseada na opinião de seus assessores jurídicos, classificou a probabilidade de perda como possível.

Outros passivos contingentes

Irregularidades em procedimentos licitatórios

A Companhia é parte em discussão quanto a supostas irregularidades em procedimentos licitatórios, regidos por edital de pregão eletrônico. O montante estimado é de R\$26.149 (R\$25.650 em 31 de dezembro de 2016) e nenhuma provisão foi constituída. A Companhia classificou a possibilidade de perda como possível em decorrência da análise de jurisprudência sobre este tema.

Alteração do índice de correção monetária dos processos trabalhistas

O Tribunal Superior do Trabalho (TST), considerando posição adotada pelo Supremo Tribunal Federal (STF) em duas ações diretas de inconstitucionalidade que tratavam do índice de correção monetária de precatórios federais, decidiu, em 04 de agosto de 2015, que os créditos trabalhistas deveriam ser atualizados com base na variação do Índice de Preços ao Consumidor Amplo Especial (IPCA-E), em substituição à Taxa Referencial (TR), para as ações trabalhistas que discutissem dívidas posteriores a 30 de junho de 2009 nos processos em aberto. Em 16 de outubro de 2015, foi publicada liminar concedida pelo STF que suspendeu os efeitos da decisão do TST, por entender que é competência exclusiva do STF apreciar a existência de repercussão geral da matéria constitucional.

O valor estimado da diferença entre os índices de correção monetária dos processos trabalhistas é de R\$21.318 (R\$17.052 em 31 de dezembro de 2016), e nenhuma provisão adicional foi constituída, em decorrência da Companhia, com base na avaliação de seus assessores jurídicos, ter avaliado a probabilidade de perda como possível, em decorrência da decisão do STF e da inexistência de posicionamento jurisprudencial consolidado ou análise da doutrina acerca do tema, após a liminar concedida pelo Supremo Tribunal Federal.

20. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO DO SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

Composição das obrigações especiais	Amortização - Taxa Média Anual	Custo Histórico	Reavaliação	Saldo em 2017	Saldo em 2016
Em serviço	3,41%	(181.258)	(21.045)	(202.303)	(54.898)
Participação da União, Estados e Municípios		(10)	-	(10)	(10)
Participação financeira do consumidor		(177.021)	(20.956)	(197.977)	(50.331)
Doações e Subv. Destinadas a Invest. no Serviço Concedido		(200)	(89)	(289)	(521)
Pesquisa e desenvolvimento		(4.027)	-	(4.027)	(4.036)
(-) Amortização Acumulada - AIS	3,41%	16.840	5.146	21.986	10.063
Participação financeira do consumidor		16.791	5.107	21.898	9.993
Doações e Subv. Destinadas a Invest. no Serviço Concedido		49	39	88	70
Em curso		(6.560)	-	(6.560)	(51.592)
Participação da União, Estados e Municípios		(105)	-	(105)	(105)
Participação financeira do consumidor		(2.453)	-	(2.453)	(47.473)
Pesquisa e desenvolvimento		(3.939)	-	(3.939)	(3.951)
Valores pendentes de recebimento		(63)	-	(63)	(63)
Total		(170.978)	(15.899)	(186.877)	(96.427)

Movimento das obrigações especiais	Saldo inicial em 2016	Adição	Transferências	Reavaliação	Saldo em 2017
Em serviço	(54.898)	-	(128.561)	(18.844)	(202.303)
Participação da União, Estados e Municípios	(10)	-	-	-	(10)
Participação Financeira do Consumidor	(50.331)	-	(128.561)	(19.076)	(197.968)
Doações e Subv. Destinadas a Invest. no Serviço Concedido	(521)	-	-	232	(289)
Pesquisa e Desenvolvimento	(4.036)	-	-	-	(4.036)
(-) Amortização Acumulada - AIS	10.063	6.970	-	4.953	21.986
Participação Financeira do Consumidor	9.993	6.963	-	4.942	21.898
Doações e Subv. Destinadas a Invest. no Serviço Concedido	70	7	-	11	88
Em curso	(51.592)	(83.529)	128.561	-	(6.560)
Participação da União, Estados e Municípios	(105)	-	-	-	(105)
Participação Financeira do Consumidor	(47.473)	(83.529)	128.561	-	(2.441)
Pesquisa e Desenvolvimento	(3.951)	-	-	-	(3.951)
Valores Pendentes de Recebimento	(63)	-	-	-	(63)
Total	(96.427)	(76.559)	-	(13.891)	(186.877)

21. PATRIMÔNIO LÍQUIDO E REMUNERAÇÃO AOS ACIONISTAS

Em 31 de dezembro de 2017, o capital social da Companhia é de R\$1.837.710, representado por 2.896.785.358 ações ordinárias nominativas, subscritas e integralizadas, sem valor nominal, de propriedade integral da Companhia Energética de Minas Gerais.

Adiantamento para futuro aumento de capital

Em 10 de fevereiro de 2017, o Conselho de Administração da Cemig, controladora da Companhia, autorizou o Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – AFAC, no montante de R\$100.000, o qual foi capitalizado em 18 de setembro de 2018 por meio de deliberação específica em Assembleia Geral Extraordinária.

Reservas de lucros

A composição da conta reservas de lucros, apresentada nessas demonstrações contábeis regulatórias, é demonstrada como segue:

	2017	2016
Reservas de lucros		
Reserva legal	140.730	119.307
Reserva de incentivos fiscais – SUDENE	45.016	44.870
Reserva de retenção de lucros societária	2.516.854	2.310.482
Absorção de prejuízos regulatórios	(643.176)	(50.180)
Reserva de retenção de lucros regulatória	1.873.678	2.260.302
	2.059.424	2.424.479

Reserva legal

A constituição da reserva legal é obrigatória, até os limites estabelecidos por lei, e tem por finalidade assegurar a integridade do capital social, condicionada a sua utilização à compensação de prejuízos ou ao aumento do capital conforme demonstrado a seguir:

	2017	2016
Lucro líquido societário do exercício	428.459	69.868
Reserva legal	5%	5%
Reserva legal constituída	21.423	3.493

Reserva de incentivos fiscais

A Receita Federal do Brasil reconheceu o direito à redução de 75% do Imposto de Renda, inclusive do adicional, calculado com base no lucro da exploração na região da Sudene pelo prazo de 10 anos, a partir do ano-calendário de 2014. O valor do incentivo registrado no resultado foi de R\$146 em 2017 (R\$276 em 2016), posteriormente transferido para a reserva de incentivos fiscais. O valor da reserva de incentivos fiscais em 31 de dezembro de 2017 é R\$45.016 (R\$44.870 em 31 de dezembro de 2016).

Reserva de retenção de lucros

As reservas de retenção de lucros referem-se aos lucros não distribuídos em exercícios anteriores para garantir a execução do programa de investimentos da Companhia e amortizações de empréstimos e financiamentos. As retenções são suportadas pelos orçamentos de capital aprovados pelo Conselho de Administração nos períodos em referência.

Dividendos

O Estatuto Social da Companhia determina o pagamento de dividendos mínimos obrigatórios de 50% do lucro líquido societário do exercício, à sua Controladora antes da reserva legal.

Os dividendos declarados, obrigatórios ou extraordinários, são pagos em 2 (duas) parcelas iguais, a primeira até 30 de junho e a segunda até 31 de dezembro do ano subsequente à geração do lucro, cabendo à Diretoria, observados estes prazos, determinar os locais e processos de pagamento.

O Art. 9º da Lei nº 9.249, de 26 de dezembro de 1995, permitiu a dedutibilidade, para fins de imposto de renda e contribuição social, dos juros sobre capital próprio pagos aos acionistas, que no caso da Companhia foram calculados com base na variação da TJLP sobre o patrimônio líquido.

O cálculo dos dividendos societários para o exercício de 2017 e 2016 foram conforme segue:

	31/12/2017	31/12/2016
Dividendos obrigatórios		
Lucro líquido societário do exercício	428.459	69.868
Dividendo obrigatório – 50% do lucro líquido societário	214.230	34.934
Imposto de renda retido na fonte sobre os juros sobre o capital próprio	-	45.000
	214.230	79.934
Dividendos Declarados		
Juros sobre capital próprio	-	83.246
Dividendos estatutários	214.230	216.754
	214.230	300.000
Dividendos por ação		
Dividendos obrigatórios (em R\$)	0,0740	0,0276
Dividendos registrados (em R\$)	-	0,1036

Destinação do resultado societário de 2017

A Assembleia Geral Ordinária (“AGO”), realizada em 30 de abril de 2018, aprovou a destinação do lucro líquido societário de 2017, no montante de R\$428.459 e da realização da reserva de ajustes de avaliação patrimonial no valor de R\$13.712, conforme proposta apresentada pelo Conselho de Administração, sendo:

- R\$214.230, correspondentes a 50% do lucro líquido societário, sejam destinados ao pagamento de dividendos mínimos obrigatórios;
- R\$206.372 sejam mantidos no patrimônio líquido na conta de reserva de retenção de lucros;
- R\$21.423 sejam destinados para constituição de reserva legal;
- R\$146 sejam destinados para constituição de reserva de incentivos fiscais.

Aumento de Capital - Proposta da Administração

Em 18 de setembro de 2018, a Assembleia Geral Extraordinária (“AGE”) aprovou o aumento do capital social da Companhia em R\$762.290, por meio da integralização de reservas de lucros no montante de R\$662.290 e de Adiantamento para Futuro Aumento de Capital - AFAC no montante de R\$100.000.

O Capital Social da Companhia poderá ser aumentado até o limite de 10% do capital social, fixado no Estatuto Social, independentemente de reforma estatutária e mediante deliberação do Conselho de Administração, devendo ser previamente ouvido o Conselho Fiscal.

Lucro societário por ação – básico e diluído

O lucro societário por ação foi calculado com base na média ponderada do número de ações ordinárias da Companhia em cada um dos períodos mencionados, conforme segue:

	2017	2016
Quantidade de ações	2.896.785.358	2.896.785.358
Lucro societário do exercício	428.459	69.868
Lucro societário por ação – básico e diluído (em R\$)	0,1479	0,0241

As opções de compra e venda de investimentos descritas na nota explicativa nº 27 tem potencialmente o poder de diluir os resultados por ação básicos no futuro, entretanto, não provocaram diluição no lucro por ação nos períodos apresentados.

Outros resultados abrangentes

Referem-se aos ajustes das obrigações de benefícios pós-emprego que consistem dos ganhos ou das perdas resultantes das remensurações do valor líquido do passivo de benefício definido, conforme laudo atuarial, e da base de remuneração obrigatória - BRR, cujos valores estão demonstrados na tabela abaixo:

	31/12/2017	31/12/2016
Ajustes de Passivos Atuariais – Benefícios a Empregados	(305.104)	(235.365)
Variação de valor justo de ativo financeiro disponível para venda de controlada em conjunto	-	33.852
Ajustes de reavaliação – BRR	334.449	1.334
Outros resultados abrangentes	29.345	(200.179)

22. RECEITA

A composição da receita da Companhia é conforme segue:

a) Receita bruta

	Nº consumidores (1)		GWh (1)			
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Fornecimento faturado	1.176	959	15.804	16.327	3.721.213	3.683.326
Industrial	648	597	13.578	15.495	3.151.950	3.468.182
Comercial	528	362	2.226	832	569.263	215.144
Fornecimento - não faturado	-	-	-	-	3.058	(36.558)
Suprimento faturado (2)	67	80	12.841	12.601	3.016.656	2.687.312
Suprimento - não faturado	-	-	-	-	(42.874)	212.997
Total fornecimento/suprimento	1.243	1.039	28.645	28.928	6.698.053	6.547.077
Uso da rede elétrica de transmissão faturado	-	-	-	-	740.826	425.989
Energia elétrica de curto prazo	-	-	-	-	640.145	152.456
Total	1.243	1.039	28.645	28.928	8.079.024	7.125.522

(1) Informações não auditadas pelos auditores independentes.

(2) Inclui contrato de vendas no ACR às distribuidoras, vendas no ACL às comercializadoras e geradoras e contratos bilaterais com outros agentes.

Receita de uso da rede elétrica de transmissão

A receita de uso da rede elétrica de transmissão compreende a parcela recebida dos agentes do setor elétrico referente à operação e manutenção da rede de linhas de transmissão pertencentes ao Sistema Nacional Interligado – SIN, denominada rede básica, representada pela receita anual permitida – RAP.

Receita de energia elétrica de curto prazo – transações na CCEE

A receita com transações com energia na CCEE corresponde à apuração mensal do resultado líquido positivo das liquidações das operações de compra e venda de energia elétrica no mercado de curto prazo, no âmbito da CCEE.

b) Impostos e encargos incidentes sobre a receita

	2017	2016
Tributos		
ICMS (1)	579.834	552.507
COFINS	492.050	526.702
PIS-PASEP	106.818	114.347
ISSQN	55	536
	1.178.757	1.194.092
Encargos		
Reserva global de reversão – RGR	14.721	(20.146)
Conta de desenvolvimento energético – CDE	72.662	33.933
PROINFA	39.437	42.827
Pesquisa e desenvolvimento – P&D	31.964	57.005
Taxa de fiscalização de serviços de energia elétrica - TFSEE	10.564	16.816
Compensação financ. pela utilização de recursos hídricos - CFURH	83.915	115.074
	253.263	245.509
	1.432.020	1.439.601

(1) Em setembro de 2017, a Companhia aderiu ao Plano de Regularização de Créditos Tributários - PRCT do Estado de Minas Gerais para quitação do Imposto sobre Circulação de Mercadorias e sobre Prestações de Serviços de Transporte Interestadual e Intermunicipal e de Comunicação – ICMS, nos montantes atualizados e líquidos das reduções de multa e juros previstos na Lei Estadual nº 22.549 e decretos posteriores que instituíram as condições do parcelamento de débitos tributários.

A questão tributária que implicou na adesão da Companhia ao PRCT está relacionada ao recolhimento de ICMS relativo às operações de transferências de energia recebida de consórcio, onde existia entendimento divergente da autoridade tributária em relação ao momento do recolhimento. O montante de R\$29.951, líquido da redução de 95% nos juros e multas, foi liquidado à vista em 31 de outubro de 2017 e os seus efeitos foram reconhecidos no resultado no grupo de tributos sobre a receita.

23. CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS

Energia elétrica comprada para revenda	31/12/2017	31/12/2016
Energia de curto prazo – CCEE	15.597	68.978
Energia adquirida no ambiente livre	4.458.436	3.279.164
Créditos de PASEP/COFINS	(364.497)	(295.977)
	4.109.536	3.052.165

24. CUSTOS GERENCIÁVEIS

(a) Pessoal e administradores	2017	2016
Pessoal	302.704	448.061
Remuneração	181.118	208.798
Encargos	62.854	73.270
Previdência privada - corrente	17.769	22.054
Benefício pós-emprego - prev.privada	22.439	20.671
Programa de demissão voluntária	6.404	4.024
Despesas rescisórias	39.472	28.471
Participação nos lucros e resultados - PLR	983	855
Outros benefícios - corrente	26.017	31.684
Outros benefícios pós-emprego - Déficit ou superávit atuarial	(80.990)	56.363
Outros	26.638	1.871
Administradores	4.357	4.092
Honorários e encargos (Diretoria e Conselho)	4.015	3.739
Benefícios dos administradores	342	353
	307.061	452.153

Programa de desligamento voluntário programado (PDVP 2017)

Em março de 2017, a Companhia aprovou o programa de desligamento voluntário programado (PDVP 2017), sendo elegíveis para requerer a adesão os empregados que tiverem tempo de serviço na Cemig igual ou superior a 25 anos até 31 de dezembro de 2017. O PDVP 2017 teve o seu período de adesão entre 03 de abril e 17 de outubro de 2017 e houve o pagamento de um prêmio adicional de 5 remunerações para os empregados que aderiram em abril de 2017, cujos desligamentos ocorreram em maio de 2017, sendo o prêmio reduzido de forma progressiva de acordo com o mês de adesão.

Portanto, para os empregados que aderiram em agosto de 2017, cujos desligamentos ocorreram em setembro de 2017, houve o pagamento do prêmio correspondente a uma remuneração. Não houve prêmio para os empregados que aderiram a partir de 1º de setembro de 2017. Também houve o pagamento das verbas rescisórias previstas em lei, incluindo aviso prévio, depósito da multa correspondente a 40% do valor base do FGTS para fins rescisórios e demais encargos previstos na legislação. Em 31 de dezembro de 2017, o montante apropriado como despesa relativa ao PDVP 2017, incluindo as verbas rescisórias, foi de R\$49.483, correspondente a adesão, até a data mencionada, de 249 empregados.

Em 2016, foram apropriados R\$23.325 como despesa relativa ao PDVP vigente à época.

b) Serviços de terceiros	2017	2016
Comunicação	3.167	4.983
Manutenção e conservação de instalações e equip. elétricos	17.060	16.146
Conservação e limpeza de prédios	23.675	25.534
Mão de obra contratada	4.325	3.914
Fretes e passagens	2.613	2.313
Hospedagem e alimentação	3.137	3.016
Vigilância	10.441	12.995
Consultoria	5.995	4.378
Manutenção e conservação de móveis utensílios	753	676
Tecnologia da informação	13.028	9.196
Manutenção e conservação de veículos	199	3.028
Energia elétrica	4.020	4.660
Meio ambiente	8.144	13.588
Limpeza de faixas	2.323	1.491
Serviços de reprografia	1.265	1.098
Serviços advocatícios e custas processuais	5.088	4.615
Outros	21.036	22.035
	126.269	133.666

c) Provisões (reversões) operacionais	31/12/2017	31/12/2016
Perda estimada para créditos de liquidação duvidosa (reversão)	17.514	(135)
Perda estimada para outros créditos a receber (1)	8.208	6.613
Provisão (reversão) para contingências		
Trabalhistas	17.949	15.246
Cíveis	(100)	222
Tributárias	1.901	1.987
Regulatórias	2.735	(2.347)
Outras	(14.039)	27.620
	8.446	42.728
Variação de valor justo de derivativos		
Opção de venda SAAG (nota 12)	115.420	48.559
	149.588	97.765

(1) A perda estimada para outros créditos a receber é apresentada na demonstração de resultado como despesa operacional.

Arrendamento mercantil operacional

A Companhia possui contratos de arrendamento mercantil operacional relacionados, basicamente, a veículos e edificações prediais utilizadas em suas atividades operacionais.

25. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	2017	2016
RECEITAS FINANCEIRAS		
Renda de aplicação financeira	39.133	71.019
Acréscimos moratórios de contas de energia	8.876	11.449
Variação monetária	10.999	36.968
Variação monetária s/ depósitos vinculados a litígios	82.840	10.883
Rendas de antecipação de pagamento	38.624	37.010
Variações cambiais	(9.296)	2.396
PASEP e COFINS sobre receitas financeiras	-	(9.457)
Outras	19.432	7.582
	190.608	167.850
DESPESAS FINANCEIRAS		
Encargos de empréstimos e financiamentos	(913.681)	(1.128.329)
Amortização do custo de transação	(28.684)	(44.709)
Variação monetária – Forluz	(14.797)	(23.218)
Variação monetária – empréstimos e financiamentos	(37.345)	(75.850)
Variações monetárias – concessão onerosa	-	(3.383)
Variações monetárias	(12.058)	(14.162)
Variações cambiais de empréstimos e financiamentos	(56.638)	-
Ajuste a valor presente	(2.320)	-
Variações monetárias - adiantamento de clientes	(44.513)	-
Variações monetárias – obrigações com a CCEE	-	(9.562)
Perdas com instrumentos financeiros derivativos (Swap)	(32.462)	-
Outras	(21.270)	(77.122)
	(1.163.768)	(1.376.335)
RESULTADO FINANCEIRO LÍQUIDO	(973.160)	(1.208.485)

26. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os principais saldos e transações com partes relacionadas da Companhia são como segue:

EMPRESAS	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Controlador								
CEMIG								
Circulante								
Convênio de cooperação (1)	-	-	-	-	-	-	-	(1.736)
Juros sobre capital próprio e dividendos	-	-	564.230	605.000	-	-	-	-
Controlada em conjunto								
Madeira Energia								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	-	-	40.162	-	27.130	7.790	(525.109)	(420.828)
Adiantamento de entrega futura de energia elétrica (3)	20.048	-	-	-	1.179	-	-	-
Não Circulante								
Adiantamento de entrega futura de energia elétrica (3)	2.061	-	-	-	-	-	-	-
Aliança Geração								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	-	-	-	-	-	-	(77.282)	(64.613)
Prestação de serviço (4)	1.657	3.673	-	-	12.648	13.184	-	-
Juros sobre capital próprio e dividendos	72.315	-	-	-	-	-	-	-
Norte Energia								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	130	130	-	-	9.258	1.606	-	-
Baguari Energia								
Circulante								
Prestação de serviço (4)	211	398	-	-	864	942	-	-
Lightger								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	-	-	-	-	-	-	(19.357)	(18.551)
Retiro Baixo								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	-	1.059	-	-	-	-	(975)	(1.933)
Juros sobre capital próprio e dividendos	2.581	2.146	-	-	-	-	-	-
Hidrelétrica Pipoca								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	-	-	-	1.228	-	-	(15.305)	(16.002)
Juros sobre capital próprio e dividendos	584	-	-	-	-	-	-	-
Guanhães Energia								
Circulante								
Ajuste para perdas (5)	-	-	-	59.071	-	-	-	-
Renova								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	-	-	1.744	-	-	-	(178.691)	(159.368)
Não Circulante								
Contas a receber (6)	350.200	73.722	-	-	-	13.722	-	-
Adiantamento de entrega futura de energia elétrica	-	229.053	-	-	-	17.053	-	-
Empresa Amazonense de Transmissão de Energia (EATE)								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	-	-	725	1.291	-	-	(9.025)	(11.062)
Companhia Transirapé de Transmissão								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	-	-	43	70	-	-	(496)	(554)
Prestação de serviço (5)	90	301	-	-	1.272	1.205	-	-
Light								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	1.128	464	404	406	54.350	58.863	(529)	-
TAESA								
Circulante								
Operações com energia elétrica (2)	-	-	3.362	5.215	-	-	(36.702)	(45.201)
Prestação de serviço (4)	404	482	-	-	1.273	793	-	-

EMPRESAS	ATIVO		PASSIVO		RECEITA		DESPESA	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016
Outras Partes Relacionadas								
Cemig Distribuição								
Circulante								
Convênio de cooperação (1)	-	-	-	-	5.132	6.196	-	-
Operações com energia elétrica (2)	19.130	17.137	2.101	3.124	172.640	151.109	(30.980)	(39.822)
Não Circulante								
Convênio de Cooperação (1)	-	621	-	-	-	-	-	-
FIC Pampulha								
Circulante								
Caixa e equivalentes	376.360	165.468	-	-	-	-	-	-
Investimentos temporários	128.833	222.109	-	-	2.434	46.047	-	-
(-) Títulos emitidos pela própria Companhia (7)	(9.471)	(13.179)	-	-	-	-	-	-
Não Circulante								
Investimentos temporários	11.192	12.277	-	-	-	-	-	-
(-) Títulos emitidos pela própria Companhia (7)	-	(4.009)	-	-	-	-	-	-
FORLUZ								
Circulante								
Obrigações Pós-emprego (8)	-	-	24.632	19.497	-	-	(37.236)	(43.889)
Contribuições para Suplementação de Aposentadoria – Plano de Contribuição Definida (9)	-	-	-	-	-	-	(22.133)	(25.618)
Custeio administrativo (10)	-	-	-	-	-	-	(5.817)	(5.665)
Arrendamento operacional (11)	-	-	1.391	3.129	-	-	(16.380)	(10.804)
Não Circulante								
Obrigações pós-emprego (8)	-	-	411.270	337.602	-	-	-	-
Cemig Saúde								
Circulante								
Plano de saúde e odontológico (12)	-	-	25.822	23.024	-	-	(40.522)	(39.239)
Não Circulante								
Plano de saúde e odontológico (12)	-	-	338.673	341.471	-	-	-	-

As principais condições relacionadas aos negócios entre partes relacionadas estão demonstrados abaixo:

- (1) Convênio de Cooperação Técnica entre Cemig, Cemig Distribuição e Cemig Geração e Transmissão instituído pelo Despacho ANEEL 3.208/2016. Inclui, principalmente, reembolso de despesas referentes ao compartilhamento de infraestrutura, pessoal, transporte, telecomunicação e informática;
- (2) As operações de venda e compra de energia elétrica, entre geradores e distribuidores, foram realizadas através de leilões organizados pelo Governo Federal e as operações de transporte de energia elétrica, realizadas pelas transmissoras, decorrem da operação centralizada do Sistema Interligado Nacional realizada pelo Operador Nacional do Sistema (ONS);
- (3) Em 2017, foram antecipados R\$21.030 à Santo Antônio Energia, controlada da Madeira Energia pela Cemig GT. Para efeito de quitação serão utilizadas faturas de suprimento de energia a serem emitidas pela Santo Antônio Energia, a partir de 2018, em 12 parcelas;
- (4) Refere-se a contrato de prestação de serviço de operação e manutenção de usina;
- (5) Em 2016, foi reconhecido um passivo correspondente à participação da Companhia no capital social da Guanhães em função de seu Patrimônio Líquido negativo. (vide nota explicativa nº 12);
- (6) A Cemig GT possui um contas a receber junto à Renova Energia, no montante total de R\$272 milhões distribuídos da seguinte forma: (i) R\$60 milhões a serem liquidado através de um pagamento inicial de R\$6 milhões em janeiro de 2018, e 11 parcelas mensais sucessivas, com o vencimento final em dezembro de 2018 e atualização pela variação de 150% do CDI; (ii) R\$94 milhões a serem liquidados em 12 parcelas mensais sucessivas ao longo de 2020 e atualização de 155% do CDI; (iii) R\$118 milhões a serem liquidados em 12 parcelas mensais sucessivas ao longo de 2021 e atualização de 155% do CDI. Em referência ao montante de R\$60 milhões (i), o pagamento inicial e as duas primeiras parcelas foram postergadas para abril de 2018;
- (7) O FIC Pampulha possui aplicações financeiras em títulos emitidos pela própria Companhia. Mais informações e características do fundo no texto descritivo abaixo;
- (8) Os contratos da Forluz são reajustados pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo - IPCA do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística - IBGE e serão amortizados até o exercício de 2024 (vide nota explicativa nº 18);
- (9) Contribuições da Companhia para o Fundo de Pensão referente aos empregados participantes do Plano Misto e calculadas sobre as remunerações mensais em conformidade ao regulamento do Fundo;
- (10) Recursos para o custeio administrativo anual do Fundo de Pensão em conformidade à legislação específica do setor. Os valores são estimados em um percentual da folha de pagamento da Companhia;
- (11) Aluguel das sedes administrativas da Companhia com vigência até março de 2019 e maio de 2034, reajustado anualmente pelo IPCA;
- (12) Obrigações pós-emprego relativas ao plano de saúde e odontológico dos empregados (vide nota explicativa nº 18).

Aplicações em fundo de investimento FIC Pampulha

A Companhia aplica parte de seus recursos financeiros em um fundo de investimento, que tem característica de renda fixa e segue a política de aplicações da Companhia. Os montantes aplicados pelo fundo estão apresentados na rubrica “ Investimentos temporários” no ativo circulante e não circulante, ou apresentados deduzindo a rubrica de “debêntures” no passivo circulante e não circulante, em 31 de dezembro de 2017.

Os recursos destinados ao fundo de investimento são alocados somente em emissões públicas e privadas de títulos de renda fixa, sujeitos, apenas, a risco de crédito, com prazos de liquidez diversificados, aderentes às necessidades dos fluxos de caixa dos cotistas.

As aplicações financeiras em títulos de partes relacionadas, no fundo de investimento, estão descritas abaixo:

Emissor do Título	Tipo	Condições Contratuais Anuais	Vencimento	2017	2016
				Cemig GT 26,85%	Cemig GT 20,86%
ETAU	Debêntures	108,00% do CDI	01/12/2019	2.706	2.110
LIGHT	Nota promissória	CDI + 3,50%	22/01/2019	5.375	-
Axxiom	Debêntures	109,00% do CDI	29/01/2017	-	1.194
				8.081	3.304

Remuneração do pessoal chave da Administração

Os custos totais com o pessoal chave da administração, nos exercícios de 2017 e 2016, são demonstrados na tabela abaixo:

	2017	2016
Remuneração	4.015	3.739
Participação nos resultados	105	(215)
Benefícios assistenciais	342	353
Total	4.462	3.877

27. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

Os instrumentos financeiros da Companhia estão restritos a equivalentes de caixa, investimentos temporários, consumidores e revendedores, concessionários – transporte de energia, adiantamento de clientes, fundos vinculados, depósitos vinculados a litígios, empréstimos e financiamentos, obrigações com concessões a pagar e fornecedores, obrigações pós-emprego, opções de venda Swaps, sendo os ganhos e perdas obtidos nas operações integralmente registrados no resultado do exercício ou no patrimônio líquido, de acordo com o regime de competência.

Vide nota explicativa nº 1 sobre as diversas iniciativas da Companhia que têm por objetivo aumentar a liquidez através da celebração de novos contratos de financiamento ou refinanciamento das obrigações existentes e possível alienação de ativos que não fazem parte da atividade-fim. Qualquer rebaixamento adicional das notas de crédito pode ter consequências negativas sobre a capacidade da Companhia de obter financiamento ou pode impactar o custo do financiamento, dificultando ou onerando ainda mais o refinanciamento das obrigações a vencer. Qualquer financiamento ou refinanciamento da dívida da Companhia pode ser contratado com base em taxas de juros maiores e pode exigir que a Companhia cumpra cláusulas restritivas mais onerosas, o que poderia restringir ainda mais as atividades operacionais.

Os instrumentos financeiros da Companhia foram reconhecidos inicialmente ao valor justo e encontram-se atualmente classificados conforme abaixo:

- Empréstimos e recebíveis: encontram-se nesta categoria os equivalentes de caixa, créditos com consumidores, revendedores e concessionários de transporte de energia, fundos vinculados, depósitos vinculados a litígios e valores a receber de partes relacionadas. São reconhecidos pelo seu valor nominal de realização e similares aos valores justos.

- Instrumentos financeiros ao valor justo por meio do resultado:
 1. Investimentos temporários mantidos para negociação, no montante de R\$392.659 (R\$259.269 em 31 de dezembro de 2016). São mensurados ao valor justo e os ganhos ou as perdas são reconhecidos, diretamente, no resultado.

 2. *Instrumentos financeiros derivativos (operações de Swap)* – A Companhia mantém instrumentos derivativos para regular as suas exposições de riscos de variação de moeda estrangeira. Os derivativos são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e os custos de transação atribuíveis são reconhecidos no resultado quando incorridos. Posteriormente ao reconhecimento inicial, os derivativos são mensurados pelo valor justo e as variações no valor justo são registradas no resultado.

 3. *Instrumentos financeiros derivativos (opções de venda)* - passivo financeiro referente a opção de venda: a opção de venda de cotas do Fip Melbourne e Fip Malbec (“PUT SAAG”) foi mensurada pelo valor justo mediante a utilização do método Black-Scholes-Merton (BSM). Até o terceiro trimestre de 2016, a opção era calculada utilizando-se o método de fluxo de caixa descontado tendo adotado, à partir do quarto trimestre 2016, o método BSM.

- Instrumentos financeiros mantidos até o vencimento: encontram-se nesta categoria os investimentos temporários, no montante de R\$16.266 em 31 de dezembro de 2017 e R\$22.871 em 31 de dezembro de 2016, incluído na nota explicativa nº 6. Há a intenção positiva de mantê-los até o vencimento. São mensurados pelo custo amortizado mediante a utilização do método da taxa de juros efetiva. O valor justo, no montante de R\$16.288 em 31 de dezembro de 2017 e R\$28.143 em 31 de dezembro de 2016, foi mensurado considerando informações do Nível 2.
- Outros passivos financeiros - passivos financeiros não derivativos: encontram-se nesta categoria os empréstimos e financiamentos, obrigações com debêntures, dívida pactuada com fundo de pensão (FORLUZ), concessões a pagar, fornecedores e adiantamento de clientes. São mensurados pelo custo amortizado mediante a utilização do método da taxa de juros efetiva. A Companhia efetuou o cálculo do valor justo de seus empréstimos, financiamentos e debêntures utilizando a taxa de 148,10% da variação do CDI, com base nas últimas captações. Para aqueles empréstimos, financiamentos e debêntures com taxas anuais entre IPCA + 6,20% a 8,07%, CDI + 1,60% a 5,62%, a Companhia considerou seu valor justo substancialmente igual ao contábil. Para os financiamentos, o valor justo é conceitualmente similar ao saldo contábil, devido às características específicas das operações;

Em 31 de dezembro de 2017, os saldos contábeis são similares aos valores justos dos instrumentos financeiros. O mesmo ocorre em 31 de dezembro de 2016, exceto quanto aos empréstimos, cujo saldo contábil foi de R\$8.643.585 e o valor justo foi de R\$8.301.021, sendo a mensuração de Nível 2, utilizando como referência passivos similares.

a) Instrumentos financeiros – derivativos

Opção de venda SAAG

Foram assinados, entre a Companhia e as entidades de previdência complementar, que participam da estrutura de investimentos da SAAG, (estrutura composta por FIP Melbourne, Parma Participações S.A. e FIP Malbec, em conjunto “Estrutura de Investimento”), Contratos de Outorga de Opção de Venda de Cotas dos Fundos que compõe a Estrutura de Investimento (“Opções de Venda”), que poderão ser exercidas, a critério das entidades de previdência complementar, no 84º mês a partir de junho de 2014. O preço de exercício das Opções de Venda será correspondente ao valor investido por cada entidade de previdência complementar na Estrutura de Investimento, atualizado *pro rata temporis*, pela variação do Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), acrescido da taxa de 7% ao ano, deduzidos os dividendos e juros sobre capital pagos pela SAAG às entidades de previdência complementar. Esta opção foi considerada instrumento derivativo, contabilizada pelo seu valor justo através dos resultados.

A Companhia utiliza o modelo Black-Scholes-Merton (“BSM”) para a mensuração do valor justo da opção de venda da SAAG. Foi considerado como hipótese de que os dispêndios futuros do FIP Malbec e FIP Melbourne são imateriais, de modo que as opções são avaliadas como se participações diretas na MESA o fossem. Contudo, nem SAAG e nem MESA são negociadas em bolsa de valores, de forma que algumas adaptações são necessárias para cálculo do preço do ativo objeto e de sua volatilidade para aplicação do modelo BSM. O preço de fechamento da ação da MESA em 31 de dezembro de 2017 é auferido via *Free Cash Flow to Equity* (FCFE), com sua equivalência em participação indireta detidas pelos FIP’s. A volatilidade, por sua vez, é mensurada como uma média da volatilidade histórica (hipótese de que a série da diferença dos retornos capitalizados em tempo contínuo segue uma distribuição normal) de empresas comparáveis do setor de geração de energia elétrica com ações negociadas na Bovespa.

Com base nos estudos realizados, encontra-se registrado nas demonstrações contábeis regulatórias um passivo no valor de R\$311.593 (R\$196.173 em 31 de dezembro de 2016), referente à diferença entre o valor justo estimado para os ativos em relação ao preço de exercício.

A movimentação do valor das opções é como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2015	147.614
Ajuste a valor justo	48.559
Saldo em 31 de dezembro de 2016	196.173
Variação do valor justo	120.754
Reversões	(5.334)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	311.593

A Companhia efetuou uma análise de sensibilidade do preço de exercício da opção variando a taxa de juros livre de risco e a volatilidade, mantendo-se todas as demais variáveis do modelo constantes. Nesse contexto, utilizou-se cenários de taxa de juros livre de risco de 6,05% a 10,05% ao ano e volatilidade entre 23% e 83% ao ano, resultando em estimativas de preço mínimo e máximo da opção de venda de R\$276.199 e R\$376.787, respectivamente.

Operações de Swap

Considerando que parte dos empréstimos e financiamentos da Companhia é denominada em moeda estrangeira, esta se utiliza de instrumentos financeiros derivativos (operações de “swap”) para proteção do serviço associado a estas dívidas (principal mais juros).

Os instrumentos financeiros derivativos contratados pela Companhia têm o propósito de proteger as operações contra os riscos decorrentes de variação cambial e não são utilizados para fins especulativos.

Os valores do principal das operações com derivativos não são registrados no balanço patrimonial, visto que são referentes a operações que não exigem o trânsito de caixa integral, mas somente dos ganhos ou perdas auferidos ou incorridos. Os resultados líquidos nestas operações representam um ajuste negativo, em 31 de dezembro de 2017, no montante de R\$32.462, registradas no resultado financeiro.

A Companhia possui um Comitê e Gestão de Riscos Financeiros criado com o objetivo de monitorar os Riscos Financeiros relativos à volatilidade e tendências dos índices de inflação, taxas de câmbio e taxas de juros, que afetam suas transações financeiras, e as quais poderiam afetar, negativamente, a liquidez e lucratividade. Esse Comitê objetiva, ao implementar planos de ação, a fixação de diretrizes para operação proativa no ambiente de riscos financeiros.

O quadro a seguir apresenta os instrumentos derivativos contratados pela Companhia em 31 de dezembro de 2017:

Direito da Companhia (1)	Obrigação da Companhia	Período de vencimento	Mercado de negociação	Valor principal contratado	Ganho (perda) não realizado	
					Valor conforme contrato 2017	Valor justo 2017
US\$ variação cambial + Taxa (9,25% a.a.)	R\$150,49% do CDI	De 12/2017 Até 12/2024	Balcão	US\$1.000.000	50.792	(32.462)

(1) Para o valor do principal, a operação de Swap tem piso em R\$3,25 e teto em R\$5,00.

As contrapartes das operações de derivativos são os Bancos Bradesco, Itaú, Goldman Sachs e BTG Pactual.

A controladora Cemig é garantidora dos instrumentos derivativos contratados pela Companhia.

a) Gestão de riscos

O gerenciamento de riscos corporativos é uma ferramenta de gestão integrante das práticas de Governança Corporativa alinhada com o processo de planejamento, o qual define os objetivos estratégicos dos negócios da Companhia.

A Companhia possui um Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros com o objetivo de implementar diretrizes e monitorar o risco financeiro de operações que possam comprometer a liquidez e a rentabilidade da Companhia, recomendando, quando necessário, estratégias de proteção aos riscos de câmbio, juros e inflação, os quais estão efetivos em linha com a estratégia da Companhia.

Os principais riscos de exposição da Companhia estão relacionados a seguir:

Risco de taxas de câmbio

A Companhia está exposta ao risco de elevação das taxas de câmbio, com impacto em empréstimos e financiamentos e no fluxo de caixa.

A exposição líquida, às taxas de câmbio, é como segue:

Exposição às taxas de câmbio	31/12/2017		31/12/2016	
	Moeda Estrangeira	R\$	Moeda Estrangeira	R\$
Dólar Norte-Americano				
Empréstimos e Financiamentos (nota 16)	1.007.785	3.333.149	-	-
Euro				
Empréstimos e Financiamentos (nota 16)	1.105	4.383	2.157	7.416
Passivo Líquido Exposto	1.008.890	3.337.532	2.157	7.416

Análise de sensibilidade

A Companhia, com base em seus consultores financeiros, estima que, em um cenário provável, a variação cambial das moedas estrangeiras em relação ao Real em 31 de dezembro de 2018 será uma valorização de 3,12% para o dólar (R\$3,4106) e uma redução de 1,13% para o Euro (R\$3,9222). A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de depreciação cambial do Real de 25% e 50% em relação ao cenário provável.

Risco - Exposições cambiais	31/12/2017	30 de setembro de 2018		
	Valor Contábil	Cenário Dólar 3,41 Euro 3,92	Cenário Dólar 4,26 Euro 4,90	Cenário Dólar 5,12 Euro 5,88
Dólar Norte-Americano				
Empréstimos e Financiamentos (nota 19)	3.333.149	3.437.152	4.296.491	5.155.729
Euro				
Empréstimos e Financiamentos (nota 19)	4.383	4.333	5.417	6.500
Passivo Líquido Exposto	3.337.532	3.441.485	4.301.908	5.162.229
Efeito Líquido da Variação Cambial		103.953	964.376	1.824.697

Risco de Taxa de juros

A Companhia está exposta aos riscos de elevação das taxas de juros nacionais, em 31 de dezembro de 2017. Esta exposição ocorre em função do passivo líquido indexado à variação das taxas de juros, conforme demonstrado a seguir:

Exposição da Companhia às taxas de juros nacionais	31/12/2017	31/12/2016
Ativos		
Equivalentes de caixa - aplicações (nota 5)	364.092	358.441
Investimentos temporários (nota 6)	408.925	282.152
Contas a receber – Renova	350.200	74.630
Adiantamento de entrega futura de energia elétrica	71.975	230.112
Fundos vinculados (nota 6)	18.326	887
Indenização da geração	1.285.513	109.299
	2.499.031	1.055.521
Passivos		
Empréstimos, financiamentos e debêntures CDI (nota 16)	(3.748.634)	(7.323.471)
Empréstimos, financiamentos e debêntures TJLP (nota 16)	(2.359)	(78.893)
Adiantamento de clientes CDI (nota 7)	(147.066)	-
	(3.898.059)	(7.402.364)
Passivo líquido exposto	(1.399.028)	(6.346.843)

Análise de sensibilidade

No que se refere ao risco de taxas de juros mais relevantes, a Companhia estima, que, em um cenário provável em 31 de dezembro de 2018, as taxas Selic e TJLP serão de 6,75%. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma alta nas taxas de 25% e 50% em relação ao cenário provável. A taxa CDI acompanha a taxa SELIC.

Estimativa de cenários de evolução da taxa de juros deverá considerar a projeção dos cenários da Companhia, com base nos seus consultores financeiros.

Risco - Alta nas Taxas de juros nacionais	31/12/2017	31 de dezembro de 2018		
	Valor Contábil	Cenário Provável SELIC 6,75% TJLP 6,75%	Cenário Possível SELIC 8,44% TJLP 8,44%	Cenário Remoto SELIC 10,13% TJLP 10,13%
Ativos				
Equivalentes de caixa - aplicações (nota 5)	364.092	388.668	394.821	400.975
Investimentos temporários (nota 6)	427.251	456.090	463.311	470.532
Contas a receber – Renova	350.200	373.839	379.757	385.675
Adiantamento de entrega futura de energia elétrica	71.975	76.833	78.050	79.266
Indenização da geração	1.285.513	1.372.285	1.394.010	1.415.735
	2.499.031	2.667.715	2.709.949	2.752.183
Passivos				
Empréstimos, financiamentos e debêntures CDI (nota 16)	(3.748.634)	(4.001.667)	(4.065.019)	(4.128.371)
Empréstimos, financiamentos e debêntures TJLP (nota 16)	(2.359)	(2.518)	(2.558)	(2.598)
Adiantamento de clientes CDI (nota 7)	(147.066)	(156.993)	(159.478)	(161.964)
	(3.898.059)	(4.161.178)	(4.227.055)	(4.292.933)
Passivo líquido exposto	(1.399.028)	(1.493.463)	(1.517.106)	(1.540.750)
Efeito líquido da variação das taxas de juros		(94.435)	(118.078)	(141.722)

Risco de inflação

A Companhia está exposta ao risco de inflação, em 31 de dezembro de 2017. Esta exposição ocorre em função do passivo líquido indexado à variação do IPCA, conforme demonstrado a seguir:

	2017	2016
Ativos		
Indenização da transmissão a receber – IPCA (nota 13)	331.382	1.805.230
	331.382	1.805.230
Passivos		
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures – IPCA (nota 16)	(1.343.545)	(1.308.239)
Dívida pactuada c/fundo de Pensão - FORLUZ (nota 18)	(163.049)	(178.099)
Equacionamento de Déficit do Fundo de Pensão - FORLUZ (nota 18)	(64.109)	-
	(1.570.703)	(1.486.338)
	(1.239.321)	318.892

Análise de sensibilidade

No que se refere ao risco de inflação mais relevantes, a Companhia estima que, em um cenário provável em 31 de dezembro de 2018, a taxa IPCA será de 4,28%. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma alta nas taxas de 25,00% e 50,00% em relação ao cenário provável.

Risco - Elevação da inflação	2017	31 de dezembro de 2018		
	Valor Contábil	Cenário Provável IPCA 4,28%	Cenário Possível IPCA 5,35%	Cenário Remoto IPCA 6,42%
Ativos				
Indenização da transmissão a receber – IPCA (nota 13)	331.382	345.565	349.111	352.657
Passivos				
Empréstimos e Financiamentos e Debêntures – IPCA (nota 16)	(1.343.545)	(1.401.049)	(1.415.425)	(1.429.801)
Dívida pactuada c/fundo de Pensão (FORLUZ)	(163.049)	(170.027)	(171.772)	(173.517)
Equacionamento de Déficit do Fundo de Pensão - FORLUZ (nota 18)	(64.109)	(66.853)	(67.539)	(68.225)
Passivo Total	(1.570.703)	(1.637.929)	(1.654.736)	(1.671.543)
Passivo líquido	(1.239.321)	(1.292.364)	(1.305.625)	(1.318.886)
Efeito líquido da variação da inflação		(53.043)	(66.304)	(79.565)

Risco de taxas de câmbio

A Companhia está exposta ao risco de elevação das taxas de câmbio, com impacto em empréstimos e financiamentos e no fluxo de caixa.

A exposição líquida, às taxas de câmbio, é como segue:

Exposição às taxas de câmbio	31/12/2017		31/12/2016	
	Moeda Estrangeira	R\$	Moeda Estrangeira	R\$
Dólar Norte-Americano				
Empréstimos e financiamentos (nota 16)	1.007.785	3.333.149	-	-
Euro				
Empréstimos e financiamentos (nota 16)	1.105	4.383	2.157	7.416
Passivo líquido exposto	1.008.890	3.337.532	2.157	7.416

Análise de sensibilidade

A Companhia, com base em seus consultores financeiros, estima que, em um cenário provável, a variação cambial das moedas estrangeiras em relação ao Real em 31 de dezembro de 2018 será uma valorização de 3,12% para o dólar (R\$3,4106) e uma redução de 1,13% para o Euro (R\$3,9222). A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de depreciação cambial do Real de 25% e 50% em relação ao cenário provável.

Risco - Exposições cambiais	31/12/2017	30 de setembro de 2018		
	Valor Contábil	Cenário Dólar 3,41 Euro 3,92	Cenário Dólar 4,26 Euro 4,90	Cenário Dólar 5,12 Euro 5,88
Dólar Norte-Americano				
Empréstimos e financiamentos (nota 16)	3.333.149	3.437.152	4.296.491	5.155.729
Euro				
Empréstimos e financiamentos (nota 16)	4.383	4.333	5.417	6.500
Passivo líquido exposto	3.337.532	3.441.485	4.301.908	5.162.229
Efeito líquido da variação cambial		103.953	964.376	1.824.697

Risco de liquidez

A Companhia apresenta geração de caixa suficiente para cobrir suas exigências de caixa vinculadas às suas atividades operacionais.

A Companhia faz a administração do risco de liquidez, com um conjunto de metodologias, procedimentos e instrumentos coerentes com a complexidade do negócio e aplicados no controle permanente dos processos financeiros, a fim de se garantir o adequado gerenciamento dos riscos.

A Companhia administra o risco de liquidez acompanhando permanentemente o seu fluxo de caixa, numa visão orçamentária, que projeta os saldos mensalmente, para cada uma das empresas, em um período de 12 meses, e de liquidez diária, que projeta os saldos diariamente para 180 dias.

As alocações de curto prazo obedecem, igualmente, a princípios restritivos e estabelecidos em Política de Aplicações, aprovada pelo Comitê de Riscos Financeiros, manejando seus recursos em fundos de investimento reservados de crédito privado, sem riscos de mercado, com a margem excedente aplicada diretamente em CDBs ou operações compromissadas remuneradas pela taxa CDI.

Na gestão das aplicações, a Companhia busca obter rentabilidade nas operações a partir de uma rígida análise de crédito bancário, observando limites operacionais com bancos baseados em avaliações que levam em conta *ratings*, exposições e patrimônio. Busca, também, retorno trabalhando no alongamento de prazos das aplicações, sempre com base na premissa principal, que é o controle da liquidez.

Na data base destas demonstrações contábeis regulatórias, a Companhia apresentava excesso de passivos circulantes sobre ativos circulantes. Na nota explicativa nº 1 são mencionadas as diversas iniciativas da Companhia para aumentar a sua liquidez através de novos financiamentos ou pelo refinanciamento das atuais obrigações. Qualquer redução nos *ratings* da Companhia podem ter como consequência uma redução na habilidade de obter novos financiamentos e também dificultar ou tornar mais oneroso o refinanciamento das dívidas vincendas. Nessas condições, qualquer financiamento ou refinanciamento da dívida da Companhia poderia ter taxas de juros mais altas e requereria o atendimento de cláusulas restritivas mais onerosas, o que poderia adicionalmente causar restrições nas operações dos negócios.

O fluxo de pagamentos das obrigações da Companhia, com fornecedores, dívidas pactuadas com fundo de pensão, empréstimos, financiamentos e debêntures, pós e pré-fixadas, incluindo os juros futuros até a data dos vencimentos contratuais, podem ser observadas na tabela a seguir:

	Até 1 mês	De 1 a 3 meses	De 3 meses a 1 ano	De 1 a 5 anos	Mais de 5 anos	Total
Instrumentos Financeiros à taxa de Juros:						
- Pós-fixadas						
Fornecedores	445.785	8.727	-	-	-	454.512
Empréstimos, financiamentos e debêntures	17.930	396.647	1.992.092	5.731.139	5.123.779	13.261.587
Concessões a pagar	249	491	2.106	9.564	15.017	27.427
Dívida pactuada com fundo de pensão (FORLUZ)	2.528	5.080	23.177	137.289	58.710	226.784
Equacionamento de déficit do fundo de pensão (FORLUZ)	573	1.152	5.277	31.248	90.429	128.679
	<u>467.065</u>	<u>412.097</u>	<u>2.022.652</u>	<u>5.909.240</u>	<u>5.287.935</u>	<u>14.098.989</u>

Risco de crédito

O risco decorrente da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas, advindas da dificuldade de recebimento dos valores faturados a seus clientes, é considerado baixo. A Companhia faz um acompanhamento buscando reduzir a inadimplência, de forma individual, junto aos seus consumidores. Também são estabelecidas negociações que viabilizem o recebimento dos créditos eventualmente em atraso.

O saldo da perda estimada para créditos de liquidação duvidosa de 31 de dezembro de 2017, considerada como adequada em relação aos créditos a receber em atraso da Companhia, foi de R\$21.623.

No que se refere ao risco decorrente da possibilidade de a Companhia incorrer em perdas, advindas da decretação de insolvência de instituição financeira em que mantenha depósitos, foi aprovada uma Política de Aplicação Financeira que vigora desde 2004 e é revisada anualmente.

A Companhia administra o risco de contraparte de instituições financeiras com base em uma política interna aprovada pelo Comitê de Gerenciamento de Riscos Financeiros da Companhia.

Esta política avalia e dimensiona, além dos riscos de crédito das instituições, o risco de liquidez, o risco de mercado da carteira de investimentos e o risco operacional da tesouraria.

Todas as aplicações são realizadas em títulos financeiros que têm características de renda fixa, em sua maioria atrelados ao CDI. A Companhia não realiza operações que incorporem risco de volatilidade em suas demonstrações contábeis regulatórias.

Como instrumento de gestão, a Companhia divide a aplicação de seus recursos em compras diretas de papéis (carteira própria) e fundos de investimentos. Os fundos de investimentos aplicam os recursos exclusivamente em produtos de renda fixa, tendo como cotistas apenas empresas do grupo. Eles obedecem à mesma política adotada nas aplicações em carteira própria.

As premissas mínimas para a concessão de crédito às instituições financeiras se concentram em três itens:

1. *Rating* de agências de riscos;
2. Patrimônio líquido mínimo superior a R\$400 milhões;
3. Índice de Basiléia um ponto percentual acima do mínimo exigido pelo Banco Central do Brasil.

Superando estes limites de corte, os bancos são classificados em três grupos, conforme o valor do seu Patrimônio. A partir desta classificação, são estabelecidos limites de concentração por grupo e por instituição:

Grupo	Patrimônio Líquido	Concentração	Limite por Banco (% do PL) (1)
A1	Superior a R\$3,5 bilhões	Mínima de 80%	Entre 6% e 9%
A2	Entre R\$1,0 bilhão e R\$3,5 bilhões	Máxima de 20%	Entre 5% e 8%
B	Entre R\$400 milhões e R\$1,0 bilhão	Máxima de 20%	Entre 5% e 7%

(1) o percentual concedido a cada banco dependerá de uma avaliação individual de indicadores como liquidez, qualidade da carteira de crédito, entre outros.

Além destes pontos, a Companhia estabelece também dois limites de concentração:

1. Nenhum banco poderá ter mais do que 30% da carteira do grupo;
2. Nenhum banco poderá ter mais do que 50% da carteira de uma Empresa.

Risco hidrológico

A energia vendida pela Companhia é majoritariamente produzida por usinas hidrelétricas. Um período prolongado de escassez de chuva pode resultar na redução do volume de água dos reservatórios destas usinas, podendo acarretar em aumento de custos na aquisição de energia devido a sua substituição por fontes térmicas ou a redução de receitas devido a queda do consumo propiciado pela implementação de programas abrangentes de uso racional da energia elétrica.

Risco de aceleração do vencimento de dívidas

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusula restritiva (“*covenant*”) referentes a índices financeiros da Companhia e sua controladora, e cláusulas de “*cross default*”.

As cláusulas restritivas com exigibilidade de cumprimento semestral foram atendidas no exercício findo em 31 de dezembro de 2017. Mais detalhes na nota explicativa nº 16.

b) Administração de capital

As comparações do passivo líquido da Companhia em relação ao seu patrimônio líquido ao final em 31 de dezembro de 2017 e 2016 são apresentadas a seguir:

	2017	2016
Total do passivo	11.710.876	11.719.034
Caixa e equivalentes de caixa (nota 5)	(366.169)	(361.252)
Passivo líquido	11.344.707	11.357.782
Total do patrimônio líquido	4.026.479	4.062.010
Relação passivo líquido sobre patrimônio líquido	2,82	2,80

28. MENSURAÇÃO PELO VALOR JUSTO

No reconhecimento inicial, a Companhia mensura seus ativos e passivos a valor justo; após o reconhecimento inicial, a companhia classifica os ativos e passivos financeiros entre as categorias definidas para instrumentos financeiros. Valor justo é mensurado a valor de mercado com base em premissas em que os participantes do mercado possam mensurar um ativo ou passivo. Para aumentar a coerência e a comparabilidade, a hierarquia do valor justo prioriza os insumos utilizados na medição em três níveis, como segue:

- **Nível 1. Mercado Ativo: Preço Cotado** – Um instrumento financeiro é considerado como cotado em mercado ativo se os preços cotados forem pronta e regularmente disponibilizados por bolsa ou mercado de balcão organizado, por operadores, por corretores, ou por associação de mercado, por entidades que tenham como objetivo divulgar preços por agências reguladoras, e se esses preços representarem transações de mercado que ocorrem regularmente entre partes independentes, sem favorecimento.
- **Nível 2. Sem Mercado Ativo: técnica de Avaliação** – Para um instrumento que não tenha mercado ativo o valor justo deve ser apurado utilizando-se metodologia de avaliação ou apreçamento. Podem ser utilizados critérios como dados do valor justo corrente de outro instrumento que seja substancialmente o mesmo, de análise de fluxo de caixa descontado e modelos de apreçamento de opções. O objetivo da técnica de avaliação é estabelecer qual seria o preço da transação na data de mensuração em uma troca com isenção de interesses motivada por considerações do negócio.
- **Nível 3. Sem Mercado Ativo: Título patrimonial** – valor justo de investimentos em títulos patrimoniais que não tenham preços de mercado cotados em mercado ativo e de derivativos que estejam a eles vinculados e que devam ser liquidados pela entrega de títulos patrimoniais não cotados. O valor justo é determinado de acordo com modelos de precificação geralmente aceitos, baseado em análises dos fluxos de caixa descontados.

A seguir está um resumo dos instrumentos que são mensurados pelo seu valor justo:

	Saldo em 31/12/2017	Valor justo em 31 de dezembro de 2017		
		Mercado Ativo – Preço Cotado (Nível 1)	Sem Mercado Ativo – Técnica de Avaliação (Nível 2)	Sem Mercado Ativo – Título Patrimonial (Nível 3)
Ativos				
Valor justo por meio do resultado				
Investimentos temporários mantidos para negociação				
Certificados de depósitos bancários	927	-	927	-
Letras financeiras – bancos (LFs)	109.080	-	109.080	-
Letras financeiras do tesouro	278.319	278.319	-	-
Debêntures	4.333	-	4.333	-
	<u>392.659</u>	<u>278.319</u>	<u>114.340</u>	<u>-</u>
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)	8.649	-	-	8.649
	<u>401.308</u>	<u>278.319</u>	<u>114.340</u>	<u>8.649</u>
Passivos				
Valor justo por meio do resultado				
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)	(41.111)	-	-	(41.111)
Instrumentos financeiros derivativos Derivativos (Opções de venda)	(311.593)	-	-	(311.593)
	<u>48.604</u>	<u>278.319</u>	<u>114.340</u>	<u>(344.055)</u>

Metodologia de cálculo do valor justo

Aplicações financeiras: elaborado levando-se em consideração as cotações de mercado do papel, ou informações de mercado que possibilitem tal cálculo, levando-se em consideração as taxas futuras de juros e câmbio de papéis similares. O valor de mercado do título corresponde ao seu valor de vencimento trazido a valor presente pelo fator de desconto obtido da curva de juros de mercado em reais.

Instrumentos financeiros derivativos

Os instrumentos financeiros derivativos da Companhia referem-se a opções de venda e operações de *swap* para proteção de dívidas.

Operações de *swap*: o cálculo do valor justo das operações de *swap* foi elaborado considerando que o valor de mercado do título corresponde ao seu valor de vencimento, trazido a valor presente pelo fator de desconto, obtido da curva de juros de mercado, em Reais.

Opções de venda: as opções de venda de cotas do Fip Melbourne e Fip Malbec (“PUT SAAG”) foram mensurados pelo valor justo mediante a utilização do método Black-Scholes-Merton (BSM). Até o terceiro trimestre de 2016, as opções eram calculadas utilizando-se o método de fluxo de caixa descontado tendo adotado, à partir do quarto trimestre 2016, o método BSM.

A movimentação das opções de venda e outras informações sobre os instrumentos derivativos estão demonstradas na nota explicativa nº 27 destas demonstrações contábeis regulatórias.

29. SEGUROS

A Companhia mantém apólices de seguros visando cobrir danos em determinados itens do seu ativo, por orientação de especialistas, conforme relação a seguir, levando em conta a natureza e o grau de risco, por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais perdas significativas sobre seus ativos e responsabilidades. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma auditoria de demonstrações contábeis regulatórias, conseqüentemente não foram examinadas pelos auditores independentes.

Ativos	Cobertura	Data de Vigência	Importância Segurada (1)	Prêmio Anual (1)
Aeronáutico - Aeronaves / Equipamentos Guimbal	Casco Responsabilidade Civil	29/04/2017 a 28/04/2018	US\$4.675 US\$14.000	US\$58
Almoxarifados	Incêndios	02/10/2017 a 01/10/2018	R\$14.931	R\$21
Instalações prediais	Incêndios	08/01/2018 a 07/01/2019	R\$454.828	R\$98
Equipamentos de telecomunicações	Incêndios	08/01/2018 a 07/01/2019	R\$11.514	R\$5
Risco Operacional – Geradores, Turbinas e Equipamentos de Potência de valores acima de R\$1.000 .	(2)	07/12/2017 a 06/12/2018	R\$1.333.711	R\$ 1.790

(1) Valores expressos em R\$ Mil ou US\$ Mil

(2) O limite de indenização (LMI) é de R\$230.661

A Companhia, com exceção do aeronáutico, não tem apólices de seguro para cobrir acidentes com terceiros e não está solicitando propostas para este tipo de seguro. Adicionalmente, a Companhia não solicitou propostas e não possui apólices vigentes para seguros contra eventos que poderiam afetar suas instalações, tais como terremotos e inundações, falhas sistêmicas ou risco de interrupção dos negócios, não tendo sido apuradas perdas históricas significativas em função dos riscos acima mencionados.

30. OBRIGAÇÕES CONTRATUAIS

A Companhia possui obrigações contratuais e compromissos que incluem compra de energia e arrendamentos operacionais, conforme demonstrado na tabela a seguir:

	2018	2019	2020	2021	2022	2023 em Diante	Total
Compra de energia	3.532.425	2.734.524	2.757.608	2.993.556	3.030.128	22.750.388	37.798.629
Arrendamentos operacionais	20.679	13.411	9.407	9.910	10.512	11.163	75.082
	3.553.104	2.747.935	2.767.015	3.003.466	3.040.640	22.761.551	37.873.711

31. COMPOSIÇÃO DA BASE DE REMUNERAÇÃO REGULATÓRIA PARA FINS DE INDENIZAÇÃO

Para a avaliação dos ativos das concessionárias vinculados à concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica, visando à definição da base de remuneração no Ciclo de Revisão Tarifária Periódica - CRTP vigente, devem ser observadas as seguintes diretrizes:

- a) A base de remuneração aprovada no CRTP anterior deve ser “blindada”. Entende-se como base blindada os valores aprovados por laudo de avaliação ajustados, incluindo as movimentações ocorridas (adições, baixas, depreciação) e as respectivas atualizações;
- b) As inclusões entre as datas-base do CRTP vigente e anterior, desde que ainda em operação, compõem a Base Incremental e são avaliadas no processo de revisão tarifária do CRTP vigente;
- c) Os valores finais da avaliação são obtidos somando-se os valores atualizados da base de remuneração blindada (item a) com os valores das inclusões ocorridas entre as datas-base do segundo e terceiro ciclos de revisão tarifária – base incremental (item b);
- d) Considera-se como data-base do laudo de avaliação o último dia do sexto mês anterior ao mês da revisão tarifária do CRTP vigente; e
- e) A base de remuneração deverá ser atualizada pela variação do IGP-M, entre a data-base do laudo de avaliação e a data da revisão tarifária.

Os ativos vinculados à concessão do serviço público de transmissão de energia elétrica somente são elegíveis a compor a Base de Remuneração Regulatória quando efetivamente utilizados no serviço público de transmissão de energia elétrica. São desconsiderados da base de remuneração aqueles ativos que compõe a Base de Anuidade Regulatória – BAR.

A tabela a seguir resume o cálculo da Base de Remuneração Regulatória, bem como da remuneração e quota de reintegração:

Descrição	Valores	Valores
(1) Ativo Imobilizado em Serviço (Valor Novo de Reposição)	4.331.118	-
(2) Índice de Aproveitamento Integral	5.931	-
(3) Obrigações Especiais Bruta	51.381	-
(4) Bens Totalmente Depreciados	644.795	-
(5) Base de Remuneração Bruta = (1)-(2)-(3)-(4)	3.629.011	371.188 (1)
(6) Depreciação Acumulada	3.127.225	-
(7) AIS Líquido (Valor de Mercado em Uso)	1.230.389	-
(8) Índice de Aproveitamento Depreciado	5.535	-
(9) Valor da Base de Remuneração (VBR)	1.224.854	-
(10) Almoarifado em Operação	-	-
(11) Ativo Diferido	-	-
(12) Obrigações Especiais Líquida	47.366	-
(13) Terrenos e Servidões	26.495	-
(14) Base de Remuneração Líquida Total = (1)-(6)-(8)+(10)+(11)-(12)+(13)	1.177.487	285.438 (1)
(17) Taxa de Depreciação	3,84%	-

(1) Descontada base Bruta Associada à RBNI

Obs.: Nota Técnica nº 23/2017-SGT/ANEEL, de 16/02/2017

32. NOTAS DE CONCILIAÇÃO

Para fins estatutários, a Companhia seguiu as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatórios financeiros (IFRS) para a contabilização e elaboração das demonstrações financeiras societárias, sendo que para fins regulatórios, a Companhia seguiu a regulamentação regulatória, determinada pelo Órgão Regulador apresentada no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE. Dessa forma, uma vez que há diferenças entre as práticas societárias e regulatórias, faz-se necessária a apresentação da reconciliação das informações apresentadas seguindo as práticas regulatórias com as informações contábeis apresentadas seguindo as práticas societárias.

a) Conciliação do ativo societário e regulatório

	Nota	2017				2016			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório (Reclassificado)	Ajustes	Reclassificações	Societário
Circulante									
Caixa e Equivalentes de Caixa		366.169	-	-	366.169	361.252	-	-	361.252
Consumidores e Revendedores	32.1.7	303.325	-	459.862	763.187	358.902	-	317.949	676.851
Concessionários - Transporte de Energia	32.1.7	549.111	-	(459.862)	89.249	354.639	-	(317.949)	36.690
Serviços em Curso	32.2.6	155.871	(155.871)	-	-	157.315	(126.108)	-	31.207
Tributos Compensáveis		30.064	-	-	30.064	55.486	-	-	55.486
Imposto Renda e Cont. Social Recuperar		138.435	-	-	138.435	176.464	-	-	176.464
Almoxarifado Operacional	32.1.8	4.550	-	(4.550)	-	4.401	-	(4.401)	-
Investimentos Temporários	32.1.1	416.060	-	(18.326)	397.734	274.771	-	(886)	273.885
Ativos Financeiros da Concessão	32.2.2 32.2.3 32.2.4	-	456.101	-	456.101	-	13.233	-	13.233
Prêmio Repactuação Risco Hidrológico		16.681	-	-	16.681	16.618	-	-	16.618
Despesas Pagas Antecipadamente	32.1.10	1.201	-	(1.201)	-	19.708	-	(19.708)	-
Dividendos a Receber		-	-	-	-	34.566	-	-	34.566
Adiantamentos a fornecedores		69.914	-	-	69.914	1.059	-	-	1.059
Encargos Setoriais		-	-	-	-	48.379	-	-	48.379
Outros Ativos Circulantes	32.1.1 32.1.8 32.1.10	115.160	-	24.077	139.237	48.090	-	24.995	73.085
Total do Circulante		2.166.541	300.230	-	2.466.771	1.911.650	139.341	-	1.798.775
Bens Destinados à Alienação	32.1.2	6.820	-	(6.820)	-	20.772	-	(20.772)	-
Não Circulante									
Tributos Compensáveis		8.272	-	-	8.272	14.870	-	-	14.870
Tributos Diferidos	32.2.9	116.705	(116.705)	-	-	-	-	-	-
Depósitos Judiciais e Cauções		309.994	-	-	309.994	229.294	-	-	229.294
Investimentos Temporários		11.191	-	-	11.191	8.268	-	-	8.268
Valores a Receber de Partes Relacionadas		357.549	-	-	357.549	74.630	-	-	74.630
Adiantamento a Fornecedores		2.061	-	-	2.061	229.053	-	-	229.053
Prêmio Repactuação Risco Hidrológico		35.060	-	-	35.060	46.305	-	-	46.305
Bens e Direitos para Uso Futuro	32.1.9	853	-	(853)	-	853	-	(853)	-
Indenização pela Concessão Receber	32.2.2 32.2.3 32.2.4	1.616.895	(1.616.895)	-	-	1.914.529	(109.299)	-	1.805.230
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)		8.649	-	-	8.649	-	-	-	-
Outros Ativos Não Circulantes	32.1.2 32.1.9 32.2.3 32.1.7	52.202	-	7.673	59.875	107.793	144.480	21.625	273.898
Investimentos	32.2.1	7.140.405	69.457	-	7.209.862	7.704.361	69.457	-	7.773.818
Ativo Financeiro da Concessão	32.2.2 32.2.3 32.2.4	-	3.920.494	-	3.920.494	-	1.015.672	-	1.015.672
Imobilizado	32.2.2 32.2.3 32.2.4	3.849.158	(1.693.311)	-	2.155.847	3.607.304	(438.924)	-	3.168.380
Intangível	32.2.2 32.2.3 32.2.4	55.000	(22.360)	-	32.640	37.470	(1.718)	-	35.752
Total do Não Circulante		13.563.994	540.680	6.820	14.111.494	13.974.730	679.668	20.772	14.675.170
Ativo Total		15.737.355	840.910	-	16.578.265	15.907.152	819.009	-	16.473.945

b) Conciliação do passivo societário e regulatório

	Nota	2017				2016			
		Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
Circulante									
Fornecedores		454.512	-	-	454.512	372.704	-	-	372.704
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures		1.610.356	-	-	1.610.356	3.263.795	-	-	3.263.795
Obrigações Sociais e Trabalhistas	32.1.3	49.554	-	(1.007)	48.547	55.860	-	(3.306)	52.554
Benefício Pós-Emprego		52.395	-	-	52.395	45.377	-	-	45.377
Impostos, Taxas e Contribuições		126.038	-	-	126.038	132.863	-	-	132.863
Encargos Setoriais	32.2.6	305.569	(155.871)	-	149.698	193.485	(126.108)	-	67.377
Dividendos Declarados e Juros Sobre Capital Próprio		564.230	-	-	564.230	605.000	-	-	605.000
Adiantamento de clientes		190.758	-	-	190.758	181.200	-	-	181.200
Outros Passivos Circulantes	32.1.3	53.727	-	1.007	54.734	91.123	-	3.306	94.429
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)		12.596	-	-	12.596	-	-	-	-
Total do Circulante		3.419.735	(155.871)	-	3.263.864	4.941.407	(126.108)	-	4.815.299
Não Circulante									
Empréstimos, Financiamentos e Debêntures		6.712.742	-	-	6.712.742	5.379.790	-	-	5.379.790
Benefício Pós-Emprego		852.136	-	-	852.136	861.084	-	-	861.084
Tributos		3.830	-	-	3.830	101.233	-	-	101.233
Provisão para Litígios		96.294	-	-	96.294	105.296	-	-	105.296
Instrumentos Financeiros – Opções de Venda		311.593	-	-	311.593	196.173	-	-	196.173
Encargos Setoriais		80.737	-	-	80.737	126.742	-	-	126.742
Tributos Diferidos	32.2.9	-	416.305	-	416.305	17.386	268.143	-	285.529
Instrumentos financeiros derivativos (Swap)		28.515	-	-	28.515	-	-	-	-
Outros Passivos Não Circulantes		18.417	-	-	18.417	19.604	1	-	19.605
Obrig. Vinculadas à Concessão do Serv. Público de Energia Elétrica	32.2.4	186.877	(186.877)	-	-	96.427	(96.427)	-	-
Total do Não Circulante		8.291.141	229.428	-	8.520.569	6.903.735	171.717	-	7.075.452
Total do Passivo		11.710.876	73.557	-	11.784.433	11.845.142	297.825	-	11.890.751
Patrimônio Líquido									
Capital Social		1.837.710	-	-	1.837.710	1.837.710	-	-	1.837.710
Ajustes de avaliação patrimonial	32.2.2 32.2.3 32.2.8 32.2.9	29.345	124.177	-	153.522	(200.179)	471.004	-	270.825
Reservas de Lucros	32.2.1 32.2.2 32.2.7 32.2.9	2.059.424	643.176	-	2.702.600	2.424.479	50.180	-	2.474.659
Adiantamento para futuro aumento de capital		100.000	-	-	100.000	-	-	-	-
Total do Patrimônio Líquido		4.026.479	767.353	-	4.793.832	4.062.010	521.184	-	4.583.194
Total Passivo e Patrimônio Líquido		15.737.355	840.910	-	16.578.265	15.907.152	819.009	-	16.473.945

c) Conciliação do resultado societário e regulatório

Nota	2017				2016			
	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário	Regulatório	Ajustes	Reclassificações	Societário
RECEITA	8.079.024	(184.978)	699.526	8.593.572	7.125.522	92.499	725.582	7.943.603
Fornecimento de Energia Elétrica	3.724.271	-	-	3.724.271	3.646.768	-	-	3.646.768
Suprimento de Energia Elétrica	2.973.782	-	-	2.973.782	2.900.309	(76.599)	(55.686)	2.768.024
Energia Elétrica de Curto Prazo	640.145	-	-	640.145	152.456	-	-	152.456
Disponibilização Sistema de Transmissão	32.1.6 32.1.12 32.2.2	740.826	(264.163)	(9.363)	467.300	425.989	(15.483)	410.506
Receita de Construção	32.2.5	-	24.827	-	24.827	-	53.824	53.824
Receita de Indenização da Transmissão	32.1.13	-	-	373.217	373.217	-	-	-
Receita de Indenização da Geração	32.1.13	-	-	271.607	271.607	-	-	-
Receita de Atualização do ativo financeiro	32.2.2	-	54.358	-	54.358	-	-	-
Atualização Bonificação pela Outorga	32.2.1	-	-	-	-	115.274	-	115.274
Outras Receitas	32.1.4 32.1.12	-	-	64.065	64.065	-	796.751	796.751
TRIBUTOS	(1.178.757)	-	(11.096)	(1.189.853)	(1.194.092)	-	(9.241)	(1.203.333)
ICMS	(579.834)	-	-	(579.834)	(552.507)	-	-	(552.507)
PIS-PASEP	(106.818)	-	(1.575)	(108.393)	(114.347)	-	(1.414)	(115.761)
COFINS	(492.050)	-	(7.253)	(499.303)	(526.702)	-	(6.513)	(533.215)
ISS	(55)	-	(2.268)	(2.323)	(536)	-	(1.314)	(1.850)
ENCARGOS	(253.263)	-	-	(253.263)	(245.509)	-	-	(245.509)
Pesquisa e Desenv.- P&D	(31.964)	-	-	(31.964)	(57.005)	-	-	(57.005)
Reserva Global de Reversão - RGR	(14.721)	-	-	(14.721)	20.146	-	-	20.146
Conta de Desenvolv. Econômico - CDE	(72.662)	-	-	(72.662)	(33.933)	-	-	(33.933)
Comp. Financ. Util. Recur. Hídricos - CFUHR	(83.915)	-	-	(83.915)	(115.074)	-	-	(115.074)
Tx. Fisc. de Serv Energia Elétrica - TFSEE	(10.564)	-	-	(10.564)	(16.816)	-	-	(16.816)
PROINFRA	(39.437)	-	-	(39.437)	(42.827)	-	-	(42.827)
RECEITA LÍQUIDA	6.647.004	(184.978)	688.430	7.150.456	5.685.921	92.499	716.341	6.494.761
CUSTOS NÃO GERENCIÁVEIS	(4.434.806)	-	-	(4.434.806)	(3.349.156)	-	-	(3.349.156)
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(4.109.536)	-	-	(4.109.536)	(3.052.165)	-	-	(3.052.165)
Encargo Transm., Conexão e Distribuição	(314.899)	-	-	(314.899)	(296.951)	-	-	(296.951)
Matéria-Prima e Ins. Prod. Energia Elétrica	(10.371)	-	-	(10.371)	(40)	-	-	(40)
RESULTADO ANTES DOS CUSTOS GERENCIÁVEIS	2.212.198	(184.978)	688.430	2.715.650	2.336.765	92.499	716.341	3.145.605
CUSTOS GERENCIÁVEIS	(1.480.415)	1.268.867	(688.430)	(899.978)	(952.368)	(48.577)	(772.027)	(1.772.972)
Pessoal e Administradores	(307.061)	-	-	(307.061)	(452.153)	-	-	(452.153)
Materiais	(11.993)	-	-	(11.993)	(12.538)	-	-	(12.538)
Serviços de Terceiros	(126.269)	-	-	(126.269)	(133.666)	-	-	(133.666)
Arrendamentos e Aluguéis	(19.827)	-	-	(19.827)	(28.427)	-	-	(28.427)
Seguros	(3.413)	-	-	(3.413)	(3.357)	-	-	(3.357)
Doações, Contribuições e Subvenções	(3.580)	-	-	(3.580)	(1.988)	-	-	(1.988)
Provisões	(149.588)	-	-	(149.588)	(97.765)	-	-	(97.765)
Ajuste referente a desvalorização em Investimentos	-	-	-	-	(762.691)	-	-	(762.691)
Provisão para perda na alienação de bens e direitos	32.1.11	(37.680)	-	37.680	-	-	-	-
Perdas na Alienação de Bens e Direitos	32.1.11	(7.450)	-	7.450	(446)	-	446	-
(-) Recuperação de Despesas	-	1.999	-	1.999	1.539	-	-	1.539
Tributos	(1.562)	-	-	(1.562)	(1.652)	-	-	(1.652)
Depreciação e Amortização	32.1.6 32.2.2 32.2.3	(232.033)	73.883	-	(158.150)	203.622	5.354	15.483
Custo de Construção	32.2.5	-	(24.827)	-	(24.827)	-	(53.824)	(53.824)
Gastos Diversos	32.1.11 32.2.3	(49.127)	(2.548)	(45.130)	(96.805)	(49.792)	(107)	(446)
Indenização da Transmissão	32.1.12 32.2.7	(874.086)	1.247.303	(373.217)	-	751.101	-	(751.101)
Indenização da Geração	32.1.13 32.2.3	296.551	(24.944)	(271.607)	-	-	-	-
Outras Rec. Operacionais	32.1.4	44.704	-	(43.606)	1.098	43.089	(36.409)	6.680
RESULTADO ATIVIDADE	731.783	1.083.889	-	1.815.672	1.384.397	43.922	(55.686)	1.372.633
Equivalência Patrimonial	(125.276)	-	-	(125.276)	(170.934)	-	-	(170.934)
Equivalência Patrimonial	(125.276)	-	-	(125.276)	(170.934)	-	-	(170.934)
Resultado Financeiro	(973.160)	-	-	(973.160)	(1.208.485)	-	55.686	(1.152.799)
Receitas Financeiras	32.1.5	190.608	-	190.608	167.850	-	3.488	171.338
Despesas Financeiras	32.1.5	(1.163.768)	-	(1.163.768)	(1.376.335)	-	52.198	(1.324.137)
Resultado Antes dos Tributos	(366.653)	1.083.889	-	717.236	4.978	43.922	-	48.900
Tributos s/o Resultado	32.2.9	170.861	(459.638)	-	(288.777)	35.902	(14.934)	20.968
Resultado do Exercício	(195.792)	624.251	-	428.459	40.880	28.988	-	69.868

d) Conciliação do patrimônio líquido societário e regulatório

	Nota	2017	2016
Patrimônio líquido societário		4.793.832	4.583.194
Efeito dos ajustes de práticas contábeis			
Reavaliação - custo atribuído	32.2.3	(694.894)	(715.663)
Base de remuneração regulatória - BRR	32.2.2	(64.576)	2.021
Bonificação pela outorga - BO	32.2.1	(69.457)	(69.457)
Ajustes de indenização da geração e da transmissão	32.2.2 32.2.3 32.2.7	(1.276.717)	-
Ajuste de avaliação patrimonial (BRR)	32.2.8	571.325	-
Amortização do ativo financeiro conforme recebimento	32.2.7	234.630	-
Tributos - IR/CS	32.2.9	532.336	266.254
Reservas de lucros		-	(4.339)
Patrimônio líquido regulatório		4.026.479	4.062.010

e) Conciliação do resultado líquido societário e regulatório

	Nota	2017	2016
Resultado do exercício - societário		428.459	69.868
Efeito dos ajustes de práticas contábeis			
Custo atribuído	32.2.3	2.548	107
Remuneração do ativo financeiro	32.1.6	264.163	15.483
Depreciação - reavaliação do custo atribuído	32.2.3	22.248	24.759
Depreciação - base de remuneração regulatória (BRR)	32.2.2	(66.598)	670
Depreciação - remuneração do ativo financeiro	32.1.6	(29.533)	(15.483)
Bonificação pela outorga (BO)	32.2.1	-	(69.457)
Ajustes indenização a receber da transmissão e da geração	32.2.2 32.2.3 32.2.7	(1.276.717)	-
Impostos (IR/CS)	32.2.9	459.638	14.933
Total dos ajustes de práticas contábeis		(624.251)	(28.988)
Resultado do exercício - regulatório		(195.792)	40.880

As demonstrações contábeis para fins regulatórios são separadas das demonstrações financeiras societárias da outorgada. Há diferenças entre as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatórios financeiros - IFRS e a base de preparação das informações contábeis previstas nas demonstrações para fins regulatórios, uma vez que as instruções contábeis para fins regulatórios especificam um tratamento (mensuração e classificação) ou divulgação diferentes para alguns itens do balanço patrimonial e da demonstração de resultado.

As diferenças entre os saldos apresentados nas demonstrações contábeis regulatórias e nas demonstrações financeiras societárias são como segue:

32.1 Reclassificações

Referem-se às diferenças de práticas de apresentação entre normas contábeis societárias e regulatórias, em atendimento às práticas específicas estabelecidas pelo órgão regulador. Tais reclassificações não afetam o valor total do ativo, passivo, patrimônio líquido ou o resultado da Companhia e estão demonstradas a seguir:

32.1.1 Investimentos temporários

Na contabilidade regulatória os valores referentes aos fundos vinculados devem ser registrados em contas específicas, dentro do grupo de investimentos temporários, em atendimento à técnica de funcionamento 7.2.19 do MCSE.

Na contabilidade societária esses valores estão apresentados em outros ativos circulantes.

32.1.2 Bens destinados à alienação

Na contabilidade regulatória os valores referentes aos bens destinados à alienação devem ser apresentados em conta específica, em observância à técnica de funcionamento 7.2.27 do MCSE.

Na contabilidade societária estes valores são apresentados em outros ativos não circulantes.

32.1.3 Participação nos lucros e resultados

Na contabilidade regulatória os valores a pagar referentes às participações nos lucros e resultados são apresentados na rubrica “Obrigações sociais e trabalhistas”, conforme técnica de funcionamento 7.2.75 do MCSE.

Na contabilidade societária, estes valores estão apresentados na rubrica “Outros passivos circulantes” em função da imaterialidade.

32.1.4 Outras receitas operacionais

Na contabilidade regulatória os valores referentes às rendas de prestação de serviços de operação e manutenção e os respectivos tributos devem ser reconhecidos como receitas de atividade não vinculada e apresentados como outras receitas operacionais, redutoras dos custos, conforme técnica de funcionamento 7.2.180 do MCSE.

Na contabilidade societária estes valores são apresentados como receitas operacionais.

32.1.5 Receitas e despesas financeiras – bonificação pela outorga

Na contabilidade regulatória os valores referentes à atualização da bonificação pela outorga são apresentados no resultado financeiro, na linha específica conforme a natureza (receita ou despesa financeira), de acordo com as definições do Despacho Aneel nº 3.371/2016.

Na contabilidade societária o efeito líquido do resultado financeiro sobre a bonificação pela outorga é apresentado na receita operacional, na linha de suprimento de energia elétrica.

32.1.6 Remuneração do ativo financeiro da transmissão – concessões antigas

Os ativos de concessão de transmissão são indenizados através da receita anual permitida (RAP) a qual é composta, dentre outros, pelo valor da depreciação.

Na contabilidade regulatória os valores correspondentes à depreciação são registrados nas contas de despesas com depreciação em contrapartida ao ativo imobilizado.

Na contabilidade societária, no momento da adoção das IFRS, os ativos então registrados no imobilizado foram integralmente transferidos para a rubrica de ativo financeiro da concessão. Os valores referentes à depreciação/amortização, recebidos através da RAP, são registrados em conta redutora da receita operacional, tendo em vista que os ativos financeiros da concessão não sofrem depreciação/amortização.

32.1.7 Consumidores e concessionárias e permissionárias

Na contabilidade regulatória os valores correspondentes aos créditos referentes ao suprimento de energia elétrica a outras concessionárias, inclusive a comercialização de energia realizada no âmbito da CCEE – Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (energia elétrica de curto prazo), são apresentados na rubrica “concessionárias, permissionárias e comercializadoras”, em atendimento à técnica de funcionamento 7.2.12 do MCSE.

Na contabilidade societária esses valores são apresentados na rubrica consumidores e revendedores.

32.1.8 Almoxarifado operacional

Na contabilidade regulatória os valores correspondentes estes valores são apresentados em conta específica, na rubrica “almoxarifado operacional”, em atendimento à técnica de funcionamento 7.2.17 do MCSE.

Na contabilidade societária esses valores são apresentados na rubrica outros ativos circulantes.

32.1.9 Bens e direitos para uso futuro

Na contabilidade regulatória os valores referentes aos bens e direitos para uso futuro são apresentados em rubrica própria, conforme técnica de funcionamento 7.2.36 do MCSE .

Na contabilidade societária esses valores são apresentados na rubrica de outros ativos não circulantes.

32.1.10 Despesas pagas antecipadamente

Na contabilidade regulatória os valores referentes às despesas pagas antecipadamente são apresentados em rubrica própria, conforme técnica de funcionamento 7.2.23 do MCSE .

Na contabilidade societária esses valores são apresentados na rubrica de outros ativos circulantes ou outros ativos não circulantes, considerando a sua expectativa de realização.

32.1.11 Perdas na alienação de bens e direitos (Provisão para redução ao valor recuperável)

Na contabilidade regulatória os valores referentes aos ajustes estimados de perdas na realização do ativo devem ser registrados em rubrica específica de provisão para redução ao valor recuperável, conforme técnica de funcionamento 7.2.21 do MCSE.

Na contabilidade societária, estes valores são apresentados na rubrica “Outras despesas”.

32.1.12 Receita de operações com transmissão de energia elétrica

Na contabilidade regulatória, o valor não arrecadado a título de encargos de uso do sistema de transmissão, em função dos descontos incidentes sobre as tarifas de que trata a RN-77/2004, devem ser registrados como receitas de disponibilização do sistema.

Na contabilidade societária estes valores estão apresentados no grupo de outras receitas.

32.1.13 Outras receitas operacionais – Indenização da transmissão e da geração

Na contabilidade regulatória os valores referentes à receita de indenização de geração devem ser reconhecidos como receitas de atividade não vinculada e apresentados como outras receitas operacionais, redutoras dos custos, conforme técnica de funcionamento 7.2.188 do MCSE.

Na contabilidade societária estes valores são apresentados como receitas operacionais.

32.2 Ajustes de práticas contábeis

Referem-se às diferenças entre as normas contábeis regulatórias e societárias, em atendimento às práticas específicas estabelecidas pelo órgão regulador. Tais ajustes afetam o valor total do ativo, passivo, patrimônio líquido e/ou resultado da Companhia e estão demonstrados a seguir:

32.2.1 Investimento nas usinas adquiridas no lote D do leilão 12/2015 - bonificação pela outorga

Na contabilidade societária, o valor da bonificação pela outorga, paga pela Cemig GT, referente às usinas do Lote D do leilão 12/2015, foi reconhecido, como um ativo financeiro em função do direito incondicional da Companhia de receber o valor pago com atualização pelo IPCA e juros remuneratórios durante o período de vigência da concessão. Os valores recebidos são reconhecidos como amortização do ativo financeiro constituído. O impacto líquido dessas transações está apresentado, na demonstração do fluxo de caixa, na rubrica ativo financeiro, reduzindo o valor do caixa gerado pelas atividades operacionais.

Na contabilidade regulatória, a bonificação pela outorga foi reconhecida como um ativo intangível, a ser amortizado durante o período da concessão, em observância ao Despacho ANEEL nº 3.371, de 22 de dezembro de 2016. Os valores recebidos são reconhecidos como receita de suprimento de energia. O impacto líquido dessas transações está apresentado, na demonstração do fluxo de caixa, na rubrica intangível, compondo o valor do caixa gerado pelas atividades de investimento.

Em junho de 2016 os contratos de concessão tiveram as suas titularidades transferidas da Companhia para Sociedades de Propósitos Específicos –SPE, subsidiárias integrais da Companhia.

Em função das diferenças de critérios contábeis mencionadas acima, o valor do aporte nas SPE's constituídas apresentou diferença entre os valores societários e regulatórios da bonificação registrada, com o registro das diferenças na rubrica de investimentos e respectivo efeito tributário na rubrica de imposto de renda e contribuição social diferidos. Tais diferenças geraram redução no patrimônio na contabilidade regulatória, e o valor líquido deste impacto está devidamente demonstrado na DMPL.

32.2.2 Ativos vinculados à concessão – transmissão

Na contabilidade societária, os saldos dos ativos vinculados à concessão de transmissão são reconhecidos como ativos financeiros em função do direito incondicional de receber caixa, sem depender da demanda, em conformidade ao previsto na ICPC 01 (R1) / IFRIC 12 - Contratos da Concessão.

Na contabilidade regulatória, a partir de julho de 2017, os ativos de transmissão que seriam indenizados passaram a compor a Base de Remuneração de ativos de transmissão, estando registrados em conformidade ao valor justo do ativos, apurado em conformidade ao Laudo de homologação aprovado pela Aneel.

As adições de ativos de transmissão ocorridas a partir de 2013 estão registrados com base no custo de aquisição, em conformidade a sua natureza, com o registro da depreciação, amortização e baixas dos ativos.

Em função das diferenças mencionadas acima, na contabilidade regulatória são reconhecidas as despesas de depreciação, amortização e baixas dos ativos de transmissão, sendo que na contabilidade societária somente são feitas as amortizações do ativo financeiro em conformidade ao recebimento dos valores através das tarifas e a atualização financeira dos ativos financeiros.

32.2.3 Ativos vinculados à concessão – geração

Custo atribuído

Na contabilidade societária o valor da receita de indenização da geração é o resultado da diferença entre os saldos registrados no ativo financeiro, incluindo o custo atribuído (“Deemed Cost”), e o valor definido na Portaria MME nº 291/2017.

Na contabilidade regulatória o valor da receita de indenização da geração é o resultado da diferença entre os saldos registrados no ativo imobilizado e intangível, ao custo incorrido pela sua formação, e o valor definido na Portaria MME nº 291/2017.

32.2.4 Obrigações especiais

Na contabilidade regulatória os valores referentes às obrigações especiais são apresentados em contas específicas do passivo, no subgrupo obrigações vinculadas à concessão e permissão do serviço público de energia elétrica, em observância ao MCSE (técnica de funcionamento 7.2.103).

Na contabilidade societária estes valores são registrados em contas redutoras do ativo financeiro e/ou ativo intangível, conforme ICPC 01 (R1) / IFRIC 12 - Contratos da Concessão.

32.2.5 Receita de construção e custo de construção

Na contabilidade regulatória não são registradas receitas e custos de construção.

Na contabilidade societária são registradas receitas e despesas de construção correspondentes aos investimentos realizados pela Companhia em ativos da concessão de transmissão, em conformidade ao previsto na ICPC.01 – Contratos de Concessão e CPC 17 – Contratos de Construção.

32.2.6 Serviços em curso - serviço próprio (P&D e PEE)

Na contabilidade regulatória os valores referentes aos serviços em curso, relativos aos projetos financiados pelos recursos de P&D e PEE, são apresentados em serviços em curso, no caso do ativo, e em encargos setoriais, no caso do passivo. De acordo com a técnica de funcionamento 7.2.98 do MCSE, a compensação dos valores só poderá ser realizada quando da conclusão dos respectivos projetos.

Na contabilidade societária é realizada a compensação entre ativo e o passivo e os valores são apresentados pelo líquido. Quando o resultado da compensação for um

direito a receber o valor líquido será apresentado em outros ativos circulantes ou outros ativos não circulantes, considerando a sua expectativa de realização. Caso o valor líquido da compensação represente uma obrigação da Companhia, os valores serão apresentados no passivo circulante ou não circulante, na rubrica encargos regulatórios, considerando a sua expectativa de realização.

32.2.7 Indenização da transmissão

Considerando o exposto no item 31.2.3, a Companhia estornou, no resultado do exercício de 2017, os valores relacionados à atualização do contas a receber existente em 31 de dezembro de 2016, passando a registrar a receita em conformidade à Receita Anual Permitida (RAP), considerando inclusive os termos da Resolução Normativa nº 763, de 21 de fevereiro de 2017 e Resolução homologatória do reajuste tarifário nº 2.258, de 27 de julho de 2017.

Na contabilidade societária, esse direito é reconhecido como contas a receber, correspondente à indenização estimada a ser recebida no período de 8 anos através da RAP.

32.2.8 - Reavaliação Regulatória Compulsória - RTP

Em 2017 a Companhia reconheceu, na contabilidade regulatória, o valor da parcela dos ativos ainda não amortizados para fins de indenização, conforme estabelecido no Despacho Aneel nº 2.181/2016.

32.2.9 Efeitos fiscais – imposto de renda e contribuição social

A Companhia registrou os efeitos fiscais correspondentes aos ajustes de diferença de práticas contábeis mencionadas acima.

33. EVENTOS SUBSEQUENTES

Emissão adicional de Eurobonds

Em 18 de julho de 2018, a Companhia realizou a liquidação financeira da reabertura dos Eurobonds emitidos em 05 de dezembro de 2017, no montante de US\$ 500 milhões, correspondente a R\$1,9 bilhão, com cupom semestral de 9,25% a.a., e vencimento de principal em dezembro de 2024.

Concomitantemente à liquidação, foi realizada operação de hedge abrangendo todo o período da emissão, através de uma combinação de Call Spread do principal, em que a Companhia está protegida no intervalo de R\$3,85/US\$ e R\$5,00/US\$, e Swap da totalidade dos juros, trocando assim o cupom de 9,25% a.a. por taxa equivalente a 125,52% do CDI.

Pré-pagamento de dívidas

Em 16 de julho de 2018, a Companhia realizou amortização da 1ª e 2ª série da 6ª Emissão de Debêntures, no valor de R\$533 milhões.

Em 27 de julho de 2018, em razão da reabertura dos Eurobonds, a Companhia realizou o pagamento antecipado do valor de R\$385 milhões, equivalente a 25% do saldo do valor nominal unitário de sua 7ª Emissão de Debêntures Simples, cujo custo era 140% do CDI e vencimento original em 23 de dezembro de 2021.

Em 06 de novembro de 2018, a Companhia realizou a recompra de 24.565 debêntures de sua 5ª emissão, no valor de R\$132 milhões, com o objetivo de reduzir seu endividamento, melhorar sua rentabilidade e aprimorar sua qualidade de crédito.

Em 24 de julho de 2019, a Companhia realizou a amortização extraordinária, no valor de R\$125 milhões, de sua 7ª emissão de debêntures simples, com vencimento final em dezembro de 2021.

Programa de desligamento voluntário programado (PDVP) – 2018/2019

Em março de 2018, a Companhia aprovou o programa de desligamento voluntário programado (PDVP 2018), sendo elegíveis para requerer a adesão os empregados que tiverem tempo de serviço igual ou superior a 25 anos na Companhia até 31 de dezembro de 2018. O PDVP 2018 teve o seu período de adesão entre 02 a 30 de abril de 2018 e previa o pagamento das verbas rescisórias legais, incluindo aviso prévio, depósito da multa correspondente a 40% do valor base do FGTS para fins rescisórios e demais encargos previstos na legislação, não havendo previsão de pagamento de prêmio adicional. Em 2018, o montante apropriado como despesa relativa ao PDVP 2018, incluindo as verbas rescisórias, foi de R\$6.731, correspondente à adesão de 37 empregados.

Em março de 2019, a Companhia aprovou a reabertura do programa de desligamento voluntário (PDVP 2019), com período de adesão de 01 a 10 de abril de 2019 e alteração dos requisitos para tanto, mantendo-se as mesmas condições financeiras, a saber: verbas rescisórias previstas em lei, incluindo aviso prévio, depósito da multa correspondente a 40% do valor base do FGTS para fins rescisórios e demais encargos previstos na legislação. O montante apropriado como despesa relativa ao PDVP 2019, no primeiro trimestre de 2019, incluindo as verbas rescisórias, foi de R\$5.854, correspondente à adesão de 42 empregados.

Em dezembro de 2018, a Companhia aprovou o programa de desligamento voluntário programado (PDVP 2019), com período de adesão de 07 a 31 de janeiro de 2019, sendo elegíveis os empregados que tiverem tempo de serviço igual ou superior a 25 anos na Companhia até 31 de dezembro de 2018. O programa previa o pagamento das verbas rescisórias previstas em lei, incluindo aviso prévio, depósito da multa correspondente a 40% do valor base do FGTS para fins rescisórios e demais encargos previstos na legislação, não havendo previsão de pagamento de prêmio adicional. O PDVP 2019 teve a adesão de 78 empregados.

O montante apropriado como despesa relativa ao PDVP 2019, incluindo as verbas rescisórias, foi de R\$11.648, correspondente à adesão de 78 empregados, foi registrado no resultado do exercício de 2018.

Antecipações de TARDs - Renova

Entre abril e agosto de 2018, foram antecipados pela Companhia à Renova R\$106.300 relativo às faturas de energia com entrega futura. Essas antecipações passaram a ser atualizadas a uma taxa de 155% do Certificado de Depósito Interbancário (CDI).

Em 03 de agosto de 2018, a Companhia assinou o 7º termo aditivo ao contrato de compra e venda de energia eólica celebrado junto à controlada em conjunto Renova, suspendendo o fornecimento da energia eólica incentivada contratada do período de julho a dezembro de 2018 e definindo o cálculo de eventuais compensações financeiras para a Companhia, que serão reconhecidas no resultado do segundo semestre de 2018, conforme a competência.

Considerando a suspensão do fornecimento de energia mencionada acima, todas as antecipações realizadas para a Renova e outras dívidas contraídas pela mesma junto à Companhia, foram objeto de termos de acordo e reconhecimento de dívida (TARDs) assinados entre as partes, continuando os montantes sendo atualizados a 155% do CDI e cuja previsão de liquidação permanece indeterminada diante da atual situação financeira da Renova.

A Companhia possuía um Contas a Receber com a Renova, no valor de R\$688 milhões em 30 de junho de 2019, com atualização financeira calculada pela variação de 150% a 155% do CDI e vencimento final em dezembro de 2021. Considerando o patrimônio líquido negativo e as incertezas relacionadas ao processo de reestruturação financeira da Investida, foi registrada no segundo trimestre de 2019 uma perda estimada na realização dos créditos pelo valor integral do saldo a receber.

Contribuições Previdenciárias – Participação nos Lucros e Resultados

A Receita Federal do Brasil instaurou processos administrativos e judiciais contra a Companhia, relativos às contribuições previdenciárias sobre o pagamento de Participação nos Lucros e Resultados (PLR) a seus empregados entre os anos de 1999 e 2016, alegando que a Companhia não atendeu aos requisitos da Lei nº 10.101/2000 por não estabelecer previamente regras claras e objetivas para a distribuição desses valores. Em agosto de 2019, o Tribunal Regional Federal da 1ª Região publicou decisão desfavorável à Companhia sobre o tema. Em decorrência, a Companhia, com base na opinião de seus assessores jurídicos, reavaliou a probabilidade de perda de possível para provável para determinadas parcelas pagas a título de PLR, mantendo a classificação da probabilidade de perda como possível para as demais parcelas por acreditar ter argumentos de mérito para defesa e/ou por entender que os valores questionados já encontravam-se dentro do prazo de decadência.

Diante disso, foi reconhecida em setembro de 2019, provisão de contingência tributária no montante de R\$258.625 decorrente de processos administrativos e judiciais contra a Companhia, relativamente as contribuições previdenciárias sobre o pagamento de Participação nos Lucros e Resultados (PRL).

(Original assinado pelos signatários abaixo)

Cledorvino Belini
Diretor Presidente

Dimas Costa
Diretor Cemig Comercialização

**Maurício Fernandes Leonardo
Júnior**
Diretor de Finanças e Relações
com Investidores

Paulo Mota Henriques
Diretor Cemig Geração e Transmissão

Daniel Faria Costa
Diretor Cemigpar

Ronaldo Gomes de Abreu
Diretoria sem denominação
específica

Luciano de Araújo Ferraz
Diretor de Regulação e Jurídico

Leonardo George de Magalhães
Superintendente de Controladoria
CRC-MG 53.140

Carolina Luiza F. A. C. de Senna
Gerente de Contabilidade
Financeira e Participações
Contadora – CRC-MG 77.839

Relatório do auditor independente sobre as demonstrações contábeis regulatórias

Aos
Acionistas, Conselheiros e Diretores da
Cemig Geração e Transmissão S.A.
Belo Horizonte – MG

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis regulatórias da Cemig Geração e Transmissão S.A. (“Companhia”), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, bem como as correspondentes notas explicativas, incluindo o resumo das principais políticas contábeis.

Em nossa opinião, exceto pelos efeitos do assunto descrito na seção a seguir, intitulada “Base para para opinião com ressalva”, as demonstrações contábeis regulatórias acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Cemig Geração e Transmissão S.A. em 31 de dezembro de 2017, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico – MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL através da Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014.

Base para opinião com ressalva

Conforme divulgado na nota explicativa 12 às demonstrações contábeis regulatórias, os investimentos que a Companhia detém nas empresas mencionadas na referida nota explicativa, registrados pelo método de equivalência patrimonial, foram mensurados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e normas internacionais de relatórios financeiros, utilizadas na elaboração das suas demonstrações financeiras societárias. Consequentemente, o saldo dos investimentos em 31 de dezembro de 2017 nessas empresas, no montante de R\$ 7.140.405 mil, e o respectivo resultado negativo de equivalência patrimonial no montante de R\$ 125.276 mil para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, estão mensurados por outras práticas contábeis que não aquelas estabelecidas no MCSE. Portanto, não nos foi possível, por procedimentos de auditoria, concluir sobre a existência de possíveis ajustes sobre o saldo desses investimentos e seu resultado de equivalência patrimonial registrados nas demonstrações contábeis regulatórias da Companhia, bem como sobre as respectivas divulgações.

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias”. Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios

éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião com ressalva.

Ênfases

Base de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias

Sem modificar nossa opinião, chamamos a atenção para a nota explicativa 2 às demonstrações contábeis regulatórias, que descreve a base de elaboração dessas demonstrações contábeis. As demonstrações contábeis regulatórias foram elaboradas para auxiliar a Cemig Geração e Transmissão S.A. a cumprir os requisitos da ANEEL. Conseqüentemente, essas demonstrações contábeis regulatórias podem não ser adequadas para outro fim.

Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos

Conforme mencionado na nota explicativa 12 às demonstrações contábeis regulatórias, encontram-se em andamento investigações e outras medidas legais conduzidas por autoridades públicas na Companhia, na sua controladora e em certas investidas sobre determinados gastos e suas destinações, que envolvem e incluem também alguns de seus outros acionistas e determinados executivos da Companhia, da sua controladora e desses outros acionistas. Os órgãos de governança da controladora da Companhia autorizaram a contratação de empresa especializada para analisar os procedimentos internos relacionados a esses determinados investimentos e apurar tais alegações. Neste momento, não é possível prever os desdobramentos futuros decorrentes destes processos de investigação interna e conduzidas pelas autoridades públicas, nem seus eventuais efeitos reflexos sobre as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia e suas controladas. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto..

Risco de continuidade da controlada em conjunto Renova Energia S.A.

Conforme divulgado na nota explicativa 12 às demonstrações contábeis regulatórias, em 16 de outubro de 2019, foi deferido nos termos da Lei nº11.101/05 o pedido de recuperação judicial ajuizado pela controlada em conjunto Renova Energia S.A. e por algumas de suas controladas. Conforme a referida Lei a controlada em conjunto deverá apresentar em juízo no prazo improrrogável de 60 (sessenta) dias da publicação da decisão que deferiu o pedido, Plano de Recuperação que deverá ser submetido a assembleia geral de credores em prazo que não excederá 180 (cento e oitenta) dias contados do diferimento do processamento da recuperação judicial. A controlada em conjunto está em fase de elaboração do referido plano não tendo mensurado, até a presente data, os possíveis efeitos sobre os seus saldos contábeis. Além disso, a controlada em conjunto vem incorrendo em prejuízos recorrentes e, em 31 de dezembro de 2017, apresenta capital circulante líquido negativo. Esses eventos ou condições indicam a existência de incerteza relevante que pode levantar dúvida significativa quanto à sua capacidade de continuidade operacional. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis regulatórias como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis regulatórias e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos. Para cada assunto abaixo, a descrição de como nossa auditoria tratou o assunto, incluindo quaisquer comentários sobre os resultados de nossos procedimentos, é apresentado no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Nós cumprimos as responsabilidades descritas na seção intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias”, incluindo aquelas em relação a esses principais assuntos de auditoria. Dessa forma, nossa auditoria incluiu a condução de procedimentos planejados para responder a nossa avaliação de riscos de distorções significativas nas demonstrações contábeis regulatórias. Os resultados de nossos procedimentos, incluindo aqueles executados para tratar os assuntos abaixo, fornecem a base para nossa opinião de auditoria sobre as demonstrações contábeis regulatórias da Companhia.

Ambiente de Tecnologia da Informação (“TI”)

Tendo em vista o elevado volume de transações e pelo fato das operações da Companhia serem altamente dependentes do funcionamento apropriado da estrutura de tecnologia e de seus sistemas, somados às complexidades inerentes à natureza dos seus negócios, consideramos o ambiente de tecnologia da informação como um dos principais assuntos de auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto:

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a avaliação do desenho e da eficácia operacional dos controles gerais de TI (“ITGC”) implementados pela Companhia para os sistemas considerados relevantes para o processo de auditoria. A avaliação dos ITGCs incluiu procedimentos de auditoria para avaliar os controles sobre os acessos lógicos (gestão de acessos), gestão de mudanças e outros aspectos de tecnologia. No que se refere à auditoria dos acessos lógicos, analisamos, em bases amostrais, o processo de autorização e concessão de novos usuários, de revogação tempestiva de acesso a colaboradores transferidos ou desligados e de revisão periódica de usuários.

Além disso, avaliamos as políticas de senhas, configurações de segurança e acesso aos recursos de tecnologia. No que se refere ao processo de gestão de mudanças, avaliamos se as mudanças nos sistemas foram devidamente autorizadas e aprovadas pela Administração da Companhia, assim como verificamos a existência de segregação de funções. Também analisamos o processo de gestão das operações, com foco nas políticas para realização de salvaguarda de informações e a tempestividade no tratamento de incidentes.

Envolvemos nossos profissionais de tecnologia na execução desses procedimentos.

A combinação das deficiências dos controles internos no processo de gestão de acessos e mudanças representou uma deficiência significativa e, portanto, alteraram a nossa avaliação quanto à natureza, época e ampliou a extensão de nossos procedimentos substantivos planejados para obtermos evidências de auditoria suficientes e adequadas no tocante às contas contábeis envolvidas, incluindo aquelas mencionadas nos assuntos apresentados nos tópicos a seguir.

Reconhecimento da receita

Conforme mencionado na nota explicativa 22 às demonstrações contábeis regulatórias, uma parcela das receitas reconhecidas pela Companhia em 2017, no montante de R\$ 6.698.053 mil, decorre do fornecimento de energia elétrica. Parte das receitas de fornecimento de energia reconhecidas pela Companhia referem-se a serviços prestados e não faturados aos clientes (“receitas não faturadas”), uma vez que o faturamento é efetuado tomando como base medições que em alguns casos se sucedem ao período de encerramento contábil. Os saldos de contas a receber relativos ao fornecimento faturado e não faturado montam R\$ 239.505 mil e R\$ 602.813 mil em 31 de dezembro de 2017, respectivamente, e estão divulgados na nota explicativa 7 às demonstrações contábeis regulatórias.

Consideramos esse assunto relevante para a nossa auditoria devido à relevância dos valores envolvidos e às especificidades atreladas tanto ao processo de faturamento, o qual é altamente dependente de sistemas informatizados, quanto de estimativa da receita de fornecimento não faturado, a qual leva em consideração dados contratuais, relatórios com alto volume de dados extraídos dos sistemas da Companhia, inputs manuais, além de julgamento por parte da Administração acerca da estimativa de consumo por parte dos clientes, a fim de garantir que a receita seja contabilizada no correto período de competência.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto:

Nossos procedimentos incluíram, entre outros: (i) a avaliação do desenho e da eficácia operacional dos controles internos implementados pela Companhia para garantir o registro adequado das transações de receita; (ii) inspeção física de documentação suporte para uma amostra de lançamentos contábeis de receita; (iii) recálculo da receita não faturada, incluindo a análise da documentação do processo de estimativa, determinação e revisão das premissas por parte da Administração; e (iv) envolvimento de profissionais de auditoria mais experientes na definição da estratégia de testes, avaliação da documentação suporte de auditoria e na supervisão dos procedimentos de auditoria executados. Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, que estão consistentes com a avaliação da Administração, consideramos aceitáveis as estimativas preparadas pela Administração, assim como as respectivas divulgações nas notas explicativas 7 e 22, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Infraestrutura e ativo financeiro da concessão

Conforme divulgado na nota 13 às demonstrações contábeis regulatórias, em 31 de dezembro de 2017, a Companhia possui registrado ativo imobilizado, intangível e indenização a receber relacionados às concessões de transmissão e geração nos montantes de R\$ 3.849.158 mil, R\$ 55.000 mil e R\$ 1.616.895 mil, respectivamente, que representam a infraestrutura da concessão.

No caso da transmissão, a infraestrutura da concessão será recuperada através dos valores a receber garantidos pelo poder concedente relativa à Remuneração Anual Permitida (“RAP”) durante o prazo da concessão e através da indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão.

No caso da geração, o ativo da indenização pela concessão a receber representa a parcela dos investimentos efetuados pela Companhia e que não foi completamente amortizada ao final do prazo de concessão, e será indenizada pelo poder concedente.

O valor dos investimentos aplicados na infraestrutura a serviço da concessão de transmissão é parte essencial na metodologia aplicada pelo poder concedente para definição da RAP, nos termos e prazos do Contrato de Concessão. Adicionalmente, a avaliação da indenização pela concessão a receber leva em consideração a remuneração pela taxa interna de retorno do projeto e da parcela da indenização a ser recebida no retorno dos ativos ao poder concedente. A definição de quais gastos são elegíveis e que devem ser capitalizados como custo da infraestrutura é passível de julgamento por parte da Administração.

Adicionalmente, a determinação dos gastos que se qualificam como investimento na infraestrutura da concessão de geração também impacta diretamente a avaliação da indenização pela concessão a receber, que representa a parcela dos investimentos efetuados pela Companhia e que não foi completamente amortizado ao final do prazo de concessão, e conseqüentemente será indenizada pelo poder concedente.

Devido às especificidades atreladas ao processo de capitalização e avaliação subsequente de gastos com infraestrutura, além da magnitude dos montantes envolvidos, consideramos esse assunto relevante para a nossa auditoria.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto:

Nossos procedimentos de auditoria envolveram, entre outros, a avaliação do desenho e da eficácia operacional dos controles internos implementados pela Companhia sobre a contabilização dos investimentos em infraestrutura, incluindo o rateio dos custos indiretos, as políticas estabelecidas pela Companhia para tal contabilização e sua aplicabilidade às normas contábeis e regulatórias vigentes, e a comparação dos custos com os dados históricos e os padrões observáveis da indústria.

Como parte de nossos procedimentos recalculamos também o valor da indenização pela concessão a receber registrado pela Companhia e confrontamos os inputs relacionados ao cálculo com informações externas de mercado e critérios estabelecidas pelo poder concedente, além de avaliar as variações ocorridas nas últimas revisões tarifárias.

Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados, que estão consistentes com a avaliação da Administração, consideramos aceitáveis as estimativas preparadas pela Administração, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 13, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Benefícios pós-emprego

Em 31 de dezembro de 2017, as obrigações atuariais líquidas relacionadas aos planos de benefícios pós-emprego patrocinados pela Companhia e apuradas de acordo com laudo atuarial emitido por seu atuário consultor totalizam R\$ 904.531 mil.

Avaliamos tal área como significativa devido à magnitude dos montantes reconhecidos no passivo, além do grau de julgamento associado ao processo de mensuração do passivo, que inclui premissas complexas, tais como taxas de juros de longo prazo, taxas de rendimento dos ativos dos planos, índice de aumento salarial, rotatividade, mortalidade e taxas de desconto. Variações nestas premissas podem ter um impacto material sobre os montantes reconhecidos nas demonstrações contábeis regulatórias.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto:

Durante nossos exames de auditoria, envolvemos especialistas da área atuarial para nos auxiliar na avaliação das premissas utilizadas no cálculo dos ativos e passivos atuariais dos planos de benefícios pós emprego, descritas na nota explicativa 18 às demonstrações contábeis regulatórias. Confrontamos estas premissas com dados de mercado comparáveis e parâmetros de referência desenvolvidos internamente a partir de cálculos independentes efetuados como parte de nossos procedimentos. Adicionalmente, nossos especialistas da área atuarial nos auxiliaram na realização de procedimentos voltados à identificação de eventuais planos de benefícios pós emprego que não tivessem sido previamente identificados e na avaliação da adequação das divulgações realizadas pela Companhia.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre as obrigações pós emprego, que está consistente com a avaliação da Administração, consideramos que os critérios e premissas associados ao reconhecimento destas obrigações, a identificação das obrigações existentes, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 18, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Redução ao valor recuperável dos investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto

De acordo com o CPC 18 (R2) Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto, equivalente ao IAS 28, após a aplicação do método da equivalência patrimonial, a Companhia deve aplicar os requisitos do Pronunciamento Técnico CPC 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, equivalente ao IAS 39, para determinar a necessidade de reconhecer alguma perda adicional por redução ao valor recuperável do investimento líquido total da Companhia na investida. Em 2017, como resultado dessa análise, a Companhia e suas controladas entenderam não existir indicativos de desvalorização dos seus investimentos e, conseqüentemente, não reconheceram qualquer perda por redução ao valor recuperável.

O monitoramento desse assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista a relevância dos saldos dos ativos da Companhia e de suas controladas, especialmente no que diz respeito aos investimentos registrados pelo método de equivalência patrimonial no montante de R\$ 7.140.405 mil, divulgados na nota explicativa 12 às demonstrações contábeis regulatórias e à existência de certas circunstâncias específicas relacionadas a atrasos na entrada em operação e risco de continuidade de algumas investidas e controladas em conjunto.

Como nossa auditoria conduziu esse assunto:

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros (i) a análise de informações internas e externas que pudessem indicar desvalorização significativa dos investimentos registrados pelo método de equivalência patrimonial, tais como histórico de recebimento de dividendos e variação do valor de suas ações cotadas em bolsa (quando aplicável); (ii) análise da correta aplicação do CPC 38 pelas próprias investidas e controladas em conjunto, através do exame da análise de indicativos e do cálculo do valor recuperável dos seus ativos, quando aplicável; (iii) análise do processo, controles e premissas utilizadas pela Administração para identificação de indicativos de *impairment* e cálculo do seu valor recuperável líquido, quando aplicável; e (iv) envolvimento de profissionais de auditoria mais experientes na definição da estratégia de testes, avaliação da documentação suporte de auditoria e na supervisão dos procedimentos de auditoria executados. Adicionalmente, avaliamos a adequação das divulgações da Companhia sobre este assunto.

Baseados no resultado dos procedimentos de auditoria efetuados sobre os saldos de investimentos em coligadas e empreendimentos controlados em conjunto, que está consistente com a avaliação da Administração, consideramos que os critérios e premissas de valor recuperável dos investimentos adotados pela Administração, assim como as respectivas divulgações na nota explicativa 12, são aceitáveis, no contexto das demonstrações contábeis regulatórias tomadas em conjunto.

Outros assuntos

Auditoria dos valores correspondentes

As demonstrações contábeis regulatórias da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016, apresentadas para fins de comparação, foram auditadas por outros auditores independentes que emitiram relatório em 29 de janeiro de 2018, com opinião com ressalva relativa a investimentos registrados pelo método de equivalência patrimonial mensurados de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com ênfases relacionadas aos assuntos descritos anteriormente, assim como sobre a incerteza da renovação da concessão das usinas hidrelétricas de Jaguará, São Simão e Miranda.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis regulatórias e o relatório do auditor

A Administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração.

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis regulatórias, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis regulatórias ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante.

Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Em decorrência do assunto descrito na seção "Base para opinião com ressalva", concluímos que as outras informações também podem apresentar distorção relevante pela mesma razão com relação aos valores e outros aspectos descritos na referida seção.

Responsabilidades da Administração e da governança pelas demonstrações contábeis regulatórias

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis regulatórias de acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, aprovado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis regulatórias livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias, a Administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade

operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações contábeis regulatórias a não ser que a Administração pretenda

liquidar a Companhia ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações contábeis regulatórias.

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis regulatórias

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações contábeis regulatórias, tomadas em conjunto, estão livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro, e emitir relatório de auditoria contendo nossa opinião. Segurança razoável é um alto nível de segurança, mas não uma garantia de que a auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria sempre detectam as eventuais distorções relevantes existentes. As distorções podem ser decorrentes de fraude ou erro e são consideradas relevantes quando, individualmente ou em conjunto, possam influenciar, dentro de uma perspectiva razoável, as decisões econômicas dos usuários tomadas com base nas referidas demonstrações contábeis regulatórias.

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis regulatórias, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas não com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela Administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela Administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis regulatórias ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões

estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia a não mais se manter em continuidade operacional.

- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis regulatórias, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis regulatórias representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações contábeis regulatórias. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamo-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações contábeis regulatórias do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstância extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as conseqüências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Belo Horizonte, 05 de novembro de 2019.

ERNST & YOUNG
Auditores Independentes S.S.
CRC-2SP015199/O-6



Shirley Nara S. Silva
Contadora CRC-1BA022650/O-0

TERMO DE RESPONSABILIDADE

Pelo presente Termo de Responsabilidade, declaramos sob as penas da Lei a veracidade das informações apresentadas à Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, expressando o compromisso de observância e cumprimento das normas, procedimentos e exigências estabelecidos pela legislação do setor elétrico, bem como da ciência das penalidades as quais ficaremos sujeitos. Estamos cientes que a falsidade das informações, bem como o descumprimento do compromisso ora assumido, além de obrigar a devolução de importâncias recebidas indevidamente, quando for o caso, sujeitar-se às penalidades de multa do Grupo IV, inciso X, da Resolução Normativa nº 63, de 12 de maio de 2004, bem como as previstas nos artigos 171 e 299, ambos do Código Penal.

Belo Horizonte, 28 de outubro de 2019

Concessionária: Cemig Geração e Transmissão S.A.

Cledorvino Belini
Diretor Presidente

**Maurício Fernandes Leonardo
Júnior**
Diretor de Finanças e Relações
com Investidores

Leonardo George de Magalhães
Superintendente de Controladoria
CRC-MG 53.140

Carolina Luiza F. A. C. de Senna
Gerente de Contabilidade
Financeira e Participações
Contadora – CRC-MG 77.839

RESOLUÇÃO NORMATIVA Nº 63, DE 12 DE MAIO DE 2004

Art. 7º - Constitui infração, sujeita à imposição da penalidade de multa do Grupo IV:

(...)

X - fornecer informação falsa a ANEEL;

CÓDIGO PENAL

Art. 171 – Obter, para si ou para outrem, vantagem ilícita, em prejuízo alheio, induzindo ou mantendo alguém em erro, mediante artifício, ardil ou qualquer outro meio fraudulento.

Art. 299 – Omitir, em documento público ou particular, declaração que devia constar, ou nele inserir ou fazer inserir declaração falsa ou diversa da que devia ser escrita, com o fim de prejudicar direito, criar, obrigação ou alterar a verdade sobre o fato juridicamente relevante.