

Amazonas Distribuidora de Energia S.A.

Balço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e 2016

(Em milhares de Reais)

Ativo	Nota	2017	2016	Passivo	Nota	2017	2016
Caixa e equivalentes de caixa	11	77.563	71.343	Fornecedores	24	7.481.245	4.819.380
Títulos e Valores Mobiliários - TVM	12	6.143	28.706	Empréstimos	25	287.942	88.542
Clientes	13	687.576	609.707	Arrendamento mercantil	26	145.324	136.662
Tributos e contribuições sociais	14	1.075	22.495	Contratos onerosos	27	-	812.694
Estoques	15	104.025	122.987	Tributos e contribuições sociais	28	65.357	93.433
Direito de ressarcimento	16	1.198.291	897.600	Obrigações estimadas	29	53.580	42.298
Ativo regulatório	17	204.407	77.062	Passivo regulatório	17	86.542	103.157
Outros ativos	18	240.235	185.907	Outros passivos	30	253.495	160.071
Total do ativo circulante		2.519.315	2.015.807	Total do passivo circulante		8.373.485	6.256.237
Clientes	13	117.248	105.791	Fornecedores	24	7.764.759	8.055.796
Tributos e contribuições sociais	14	1.373.891	1.421.805	Empréstimos	25	2.793.256	1.898.681
Cauções e depósitos judiciais	31	384.108	413.730	Arrendamento mercantil	26	932.496	1.032.842
Direito de ressarcimento	16	2.395.465	3.573.069	Provisão para passivo a descoberto de controlada	19	446.539	158.036
Ativo regulatório	17	548.536	-	Benefício pós emprego	43	1.647	2.160
Ativo financeiro - concessões de serviço público	20	2.225.892	2.128.125	Provisões para causas judiciais	31	1.273.220	1.630.713
Total do realizável a longo prazo		7.045.140	7.642.520	Obrigação de ressarcimento	16	1.062.634	1.157.893
Investimentos	19	17.968	17.107	Adiantamento para futuro aumento de capital		130.969	117.446
Intangível	21	136.016	140.765	Outros passivos	30	61.383	63.270
Imobilizado	22	1.185.412	1.222.243	Total do passivo não circulante		14.466.903	14.116.837
Total do ativo não circulante		1.339.396	1.380.115	Patrimônio líquido (passivo a descoberto)			
				Capital social	33	4.610.171	4.610.171
				Ajuste de avaliação patrimonial		(6.637)	(5.642)
				Prejuízos acumulados		(16.540.071)	(13.939.161)
				Total do patrimônio líquido (passivo a descoberto)		(11.936.537)	(9.334.632)
Total do ativo		10.903.851	11.038.442	Total do passivo e passivo a descoberto		10.903.851	11.038.442

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Amazonas Distribuidora de Energia S.A.

Demonstração do resultado em 31 de dezembro de 2017 e 2016

(Em milhares de Reais)

	Nota	2017	2016 Reclassificado
Receita operacional líquida	34	3.547.960	2.664.939
Custo operacional			
Custo com energia elétrica			
Energia elétrica comprada para revenda	35	(2.418.014)	(2.113.748)
Custo de Operação		(500.101)	(642.011)
Pessoal, material e serviços de terceiros	36	(559.344)	(489.830)
Depreciação e amortização		(166.660)	(126.855)
Combustível para produção de energia elétrica		(3.890.317)	(3.476.449)
Recuperação de despesas - CCC	16.1	4.248.135	3.513.758
Outros	37	(131.915)	(62.635)
Custo de construção		(267.358)	(283.746)
Lucro (Prejuízo) bruto		362.488	(374.566)
Despesas operacionais	38	(730.904)	(2.446.616)
Resultado do serviço de energia elétrica		(368.418)	(2.821.182)
Resultado financeiro	39	(2.233.353)	(1.957.351)
Resultado antes das participações societárias		(2.601.771)	(4.778.533)
Resultado em participações societárias		861	(189.281)
Prejuízo do exercício		(2.600.910)	(4.967.814)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Amazonas Distribuidora de Energia S.A.
Demonstração do resultado abrangente
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016

(Em milhares de Reais)

	2017	2016
Prejuízo do período	<u>(2.600.910)</u>	<u>(4.967.814)</u>
Outros resultados abrangentes	<u>(995)</u>	<u>(3.221)</u>
Total do resultado abrangente do período	<u><u>(2.601.905)</u></u>	<u><u>(4.971.035)</u></u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Amazonas Distribuidora de Energia S.A.
Demonstração das mutações do patrimônio líquido
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016

(Em milhares de Reais)

	Capital social	Ajuste de avaliação patrimonial	Prejuízos acumulados	TOTAL
Saldo em 1º de janeiro de 2016	<u>4.610.171</u>	<u>(2.422)</u>	<u>(8.971.347)</u>	<u>(4.363.598)</u>
Perda atuarial com benefícios pós-emprego	-	(3.221)	-	(3.221)
Prejuízo do período	-	-	(4.967.814)	(4.967.814)
Saldos em 31 de dezembro de 2016	<u>4.610.171</u>	<u>(5.643)</u>	<u>(13.939.161)</u>	<u>(9.334.633)</u>
Perda atuarial com benefícios pós-emprego	-	(995)	-	(995)
Prejuízo do período	-	-	(2.600.910)	(2.600.910)
Saldos em 31 de dezembro de 2017	<u>4.610.171</u>	<u>(6.638)</u>	<u>(16.540.071)</u>	<u>(11.936.538)</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Amazonas Distribuidora de Energia S.A.**Demonstração do fluxo de caixa em 31 de dezembro de 2017 e 2016***(Em milhares de Reais)*

	Nota	2017	2016
Fluxo de caixa das atividades operacionais			
Prejuízo do exercício		(2.600.910)	(4.967.814)
Ajustes por:			
Depreciação e amortização		181.845	138.869
Encargos financeiros de empréstimos	39	329.951	236.492
Encargos financeiros não pagos de fornecedores		1.641.916	1.844.845
Encargos financeiros não recebidos da CCC	39	(266.973)	(954.325)
Encargos financeiros- AFAC		16.287	-
Atualização Monetária dos Depósitos Judiciais	39	(38.322)	(49.936)
Atualização Monetária das contingências	39	206.832	564.947
Varição monetária e cambial líquida	39	(4.690)	(2.985)
Acréscimo moratório sobre energia vendida	39	(76.991)	(81.689)
Encargos financeiros do arrendamento financeiro	39	320.061	303.381
AVP - Avaliação atuarial		(995)	(3.221)
Valor Novo de Reposição - VNR	20	(64.008)	(52.287)
Resultado da equivalência patrimonial	19	(861)	189.281
Provisão Operacional CCC	38.1	917.499	521.590
Provisão para passivo a descoberto em investida	38.1	288.147	158.037
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	38.1	161.149	85.110
Baixa de créditos de Liquidação Duvidosa	38.1	154.645	119.618
Provisão para contingências judiciais	38.1	248.457	705.056
Reversão para contingências judiciais	38.1	(147.691)	(65.708)
Reversão da provisão para redução ao valor recuperável de ativos (<i>impairment</i>)	38.1	(63.610)	63.610
Provisão para redução ao valor recuperável de estoques	38.1	(63.004)	4.643
Reversão da provisão para redução ao valor recuperável de créditos tributários	38.1	(58.638)	-
Reversão da provisão para contratos onerosos (UTE Aparecida)	38.1	(53.971)	53.971
Reversão da provisão para contratos onerosos (Excedente do <i>impairment</i>)	38.1	(758.723)	758.723
Baixa de ativo financeiro	20	5.375	-
Baixa de ativo intangível	21	371	-
		273.148	(429.792)
(Aumento) redução dos ativos circulantes			
Títulos e Valores Mobiliários		22.563	88.416
Clientes		(316.672)	(258.306)
Estoque		81.966	(9.807)
Tributos e contribuições sociais		80.058	(11.990)
Direito de ressarcimento		(2.319.971)	(546.134)
Ativos regulatórios - OCPC 08		(127.345)	32.176
Outros		(49.639)	331.627
(Aumento) redução dos ativos não circulantes			
Clientes		(11.457)	(38.035)
Tributos e contribuições sociais		47.914	943.573
Direito de ressarcimento		260.105	255.616
Ativos regulatórios - OCPC 08		(548.536)	-
(Aumento) redução do passivo circulante			
Fornecedores		5.006.099	2.065.595
Arrendamento mercantil		8.662	3.690
Tributos e contribuições sociais		(28.076)	24.249
Obrigações estimadas		11.282	9.666

	Nota	2017	2016
Passivos Regulatórios - OCPC 08		(16.615)	83.869
Outros		93.780	53.032
(Aumento) redução do passivo não circulante			
Fornecedores		(1.932.953)	(1.437.175)
Obrigação de ressarcimento		(95.259)	(992.935)
Arrendamento mercantil		(420.407)	(389.721)
Benefício pós emprego		(513)	1.239
Obrigações especiais - ativo financeiro concessão		174.258	28.684
Obrigações especiais - ativo intangível		-	232
Provisões para causas judiciais		(665.091)	675.226
Outros		(1.888)	(110.832)
		<u>(2.941.854)</u>	<u>(2.225.282)</u>
Caixa aplicado nas atividades operacionais			
Pagamento de encargos financeiros		(32.141)	(32.924)
Depósitos judiciais		67.944	(632.456)
Fluxo de caixa líquido aplicado nas atividades operacionais		<u>(438.784)</u>	<u>(293.217)</u>
Fluxo de caixa das atividades de investimento			
Outros investimentos		-	84
Aquisição de ativo financeiro - concessão		(264.345)	(225.103)
Aquisição de ativo imobilizado		(13.158)	(36.017)
Aquisição de ativo intangível		(4.016)	(2.837)
Aquisição de ativo intangível - concessão		(8.899)	(13.756)
		<u>(290.418)</u>	<u>(277.629)</u>
Fluxo de caixa líquido utilizado nas atividades de investimento			
Fluxo de caixa das atividades de financiamento			
Empréstimos obtidos		795.808	498.287
Incorporação de encargos		-	1.064
Pagamentos de empréstimos		(57.623)	(42.734)
Adiantamento para futuro aumento de capital		(2.764)	117.446
Outros		-	(126)
		<u>735.421</u>	<u>573.937</u>
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento			
Caixa e equivalentes de caixa em 1º de janeiro		<u>71.343</u>	<u>68.251</u>
Caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro		<u>77.563</u>	<u>71.343</u>
Aumento de caixa e equivalentes de caixa		<u>6.220</u>	<u>3.091</u>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Amazonas Distribuidora de Energia S.A.

Demonstração do valor adicionado em 31 de dezembro de 2017 e 2016

(Em milhares de Reais)

	Nota	2017	2016
Geração do valor adicionado		4.426.132	3.548.990
Receitas de vendas de energia e serviços		4.425.426	3.546.238
Outras receitas		706	2.752
Insumos adquiridos de terceiros		(3.538.607)	(3.243.408)
Custo da energia elétrica comprada		(2.418.014)	(2.113.748)
Serviços de terceiros		(285.243)	(235.434)
Material		(30.338)	(25.391)
Combustíveis p/produção de energia elétrica		(3.890.317)	(3.476.449)
Recuperação de Despesa - CCC		4.248.135	3.513.758
Custo de construção		(267.358)	(283.747)
Provisão para redução ao valor recuperável dos ativos (<i>impairment</i>)	38.1	-	(63.610)
(Provisão) para perda de créditos tributários	38.1	58.638	-
Provisões operacionais - CCC	38.1	(917.499)	(521.590)
Provisão para perdas em estoque	38.1	63.004	(4.643)
Valor Novo de Reposição - VNR	38	64.008	52.287
Outros		(163.623)	(84.841)
Valor adicionado bruto		887.525	305.582
Retenções		(9.507)	(1.884.054)
Depreciação e amortização		(181.844)	(138.870)
(Provisões) Reversões de provisões		172.337	(1.745.184)
Valor adicionado líquido		878.018	(1.578.472)
Valor adicionado recebido em transferência		384.506	1.189.032
Receitas financeiras		384.506	1.189.032
Valor adicionado a distribuir		1.262.523	(389.440)
Distribuição do valor adicionado			
Remuneração do trabalho		290.815	278.869
Governos (Impostos e contribuições)		926.675	930.569
Contribuições Sociais INSS e FGTS		75.979	78.886
ICMS	34	462.236	485.905
ISS	34	110	-
COFINS e PIS/PASEP	34	388.350	365.778
Financiadores		2.619.173	3.339.319
Encargos de dívidas, variação monetária e outros		2.616.999	3.335.662
Aluguéis		2.174	3.657
Encargos setoriais		26.770	29.616
Prejuízo do exercício		(2.600.910)	(4.967.813)
Valor adicionado distribuído		1.262.524	(389.440)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

NOTA 1 - CONTEXTO OPERACIONAL

A Amazonas Distribuidora de Energia S/A - (“Companhia” ou “AmD”) é uma sociedade de capital fechado, de direito privado, subsidiária integral das Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, situada no Estado do Amazonas. Sua sede está localizada na Avenida Sete de Setembro, nº 2.414, Cachoeirinha - Manaus - Amazonas.

A Companhia detinha a concessão para a exploração de serviços públicos de distribuição de energia elétrica, nos termos do Contrato de Concessão nº 20/2001, celebrado em 21/03/2017, vigente até 7 de julho de 2015.

Ainda vigente a concessão para a exploração dos serviços de geração e transmissão de energia elétrica nos termos do Contrato de Concessão nº 001/2010, celebrado em 22 de junho de 2010, sendo aprovada pela Diretoria da Companhia a emissão de aditivo com vistas a segregar deste contrato a Usina termelétrica Tabatinga e Belém do Solimões, cuja concessões chegaram a seu termo final.

Em 22 de julho de 2016, a 165ª Assembleia Geral Extraordinária - AGE, da Eletrobras, deliberou pela não prorrogação da Concessão de Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 020/2001 da AmD, deixando de ser concessionária para se tornar, por ato seguinte do poder concedente, prestadora temporária do serviço de distribuição de energia elétrica designada.

Em 26 de julho de 2016, o Ministério de Minas e Energia - MME, mediante Portaria MME nº 388/2016, definiu os termos e condições para a Prestação do Serviço Público Temporário por órgão ou entidade da Administração Pública Federal.

Em 3 de agosto de 2016 foi editada a Portaria nº 420/2016 do Ministério de Minas e Energia - MME designando a AmD, como responsável pela prestação do serviço público de distribuição de energia elétrica no estado do Amazonas, com vistas a garantir a continuidade do serviço até 31/12/2017 ou até a assunção de novo concessionário, o que ocorrer primeiro.

Em 4 de dezembro de 2017 foi editada a Portaria nº 468/2017 do Ministério de Minas e Energia - MME, alterando o prazo da Portaria nº 420/2016, para 31/07/2018 ou até a assunção de novo concessionário, o que ocorrer primeiro.

Assim, enquanto não houver a transferência do controle societário, a AmD atuará nos 62 municípios da área de concessão do Amazonas, como prestadora de serviços com vistas a assegurar a continuidade e a prestação adequada do serviço público de distribuição de energia elétrica.

As condições para a definição da remuneração adequada estão descritas no art. 11, caput, da Portaria MME nº 388/2016.

Desde a edição da portaria MME nº 388/2016, a AmD vem recebendo remuneração mediante tarifa, cobrada de consumidores, bem como, recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, além de empréstimos com recursos da Reserva Global de Reversão - RGR.

A Companhia, com o objetivo de manter os serviços de fornecimento de energia elétrica de forma adequada com níveis de continuidade e confiabilidade técnico-operacional satisfatórios e em conformidade com as exigências da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, mantém contrato com diversas empresas, comprando energia de produtores independentes, por meio de leilões no Ambiente de Contratação Regulada - ACR e locação de grupos geradores operantes nas usinas do interior de forma a evitar racionamento e acarretar prejuízos aos consumidores.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Tendo em vista a interligação do sistema isolado da região norte, a AmD foi submetida às restrições previstas no parágrafo 5º do Artigo 4º da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995 (“Lei nº 9.074”), segundo a qual as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica não podem desenvolver atividades de geração ou transmissão de energia elétrica.

Para enquadrar a Companhia à legislação do setor elétrico brasileiro, foi implementado o processo de desverticalização, que consistiu na segregação dos ativos e passivos de geração e transmissão da capital das atividades de distribuição de energia para que ao final a Eletrobras, controle a nova empresa operacional criada especialmente para concentrar as atividades de geração e transmissão no Amazonas.

NOTA 1.1 - CONTINUIDADE OPERACIONAL DA COMPANHIA

A Companhia incorreu em prejuízo em suas operações e apresenta prejuízo do exercício em 31 de dezembro de 2017 de R\$ 2.600.910 patrimônio líquido negativo (passivo a descoberto) no montante de R\$ 11.936.537 prejuízos acumulados de R\$ 16.540.071 e excesso de passivo circulante em relação ao ativo circulante de R\$ 5.854.170.

Adicionalmente, conforme decisão da 170ª. Assembleia Geral Extraordinária - AGE da controladora Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras em 8 de fevereiro de 2018, foi aprovada a venda das ações de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização associado à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Companhia e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, até 31 de julho de 2018, desde que o processo de desverticalização seja finalizado. A 170ª. AGE deliberou ainda pela dissolução e liquidação da Companhia em caso de não cumprimento das condicionantes previstas para a privatização até o prazo estabelecido pela citada AGE, o que também deverá ocorrer conforme a 169ª. AGE da Eletrobras, caso não seja garantido pela ANEEL e/ou pelo Poder Concedente, o direito à prestação de serviços de distribuição, de forma temporária, até a efetiva transferência do controle acionário limitado a 31 de julho de 2018, mediante remuneração adequada.

As demonstrações financeiras foram preparadas no pressuposto da continuidade operacional normal dos negócios da Companhia, de acordo com o CPC 26 (R1).

NOTA 2 - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO DE ENERGIA ELÉTRICA

Em 08 de novembro de 2017 o Conselho do Programa de Parcerias de Investimento da Presidência da República (CPPI) aprovou a Resolução nº 20 que lista as condições mínimas e preços para alienação pela Eletrobras das ações representativas da sua participação acionária no capital social das empresas Companhia Energética de Alagoas, Companhia Energética do Piauí, Companhia de Eletricidade do Acre, Amazonas Distribuidora de Energia S.A., Boa Vista Energia S.A. e Centrais Elétricas de Rondônia S.A denominadas em conjunto “Distribuidoras”.

Em 28 de dezembro de 2017 a 169ª Assembleia Geral Extraordinária aprovou a prorrogação do prazo para assinatura do contrato de transferência do controle acionário detido pela Eletrobras nas distribuidoras desde que ocorra até 31 de julho de 2018, sob pena de manutenção da decisão da 165ª Assembleia Geral Extraordinária que determinou o encerramento dos serviços temporários de distribuição, bem como a liquidação das referidas distribuidoras, o que também deverá ocorrer caso não seja garantido pela ANEEL e/ou pelo Poder Concedente, o direito à prestação de serviços de distribuição, de forma temporária, até a efetiva transferência do controle acionário, mediante remuneração adequada.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

A Eletrobras avaliou a modelagem de privatização prevista na Resolução 20, de acordo com suas condições financeiras e orçamentárias, e em 8 de fevereiro de 2018, aprovou através da realização da 170ª Assembleia Geral Extraordinária (vide Nota 45.2).

Diante desta definição a Companhia procedeu a rebifurcação da parcela do ativo financeiro na proporção correspondente até 31 de julho de 2018, data limite para permanecer como responsável pela operação e manutenção dos serviços públicos das distribuidoras.

2.1 DESVERTICALIZAÇÃO - 1ª e 2ª Etapas

Tendo em vista a integração do Sistema Isolado da Região Norte ao Sistema Interligado Nacional ("SIN"), e nos termos do disposto no artigo 4º, parágrafo 2º, da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, a AmD deverá se adequar às restrições previstas no:

- a) Artigo 4º, parágrafo 5º, da Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, conforme alterada ("Lei 9.074/95"), segundo o qual as concessionárias de serviço público de distribuição de energia elétrica não podem desenvolver atividades de geração ou transmissão de energia elétrica ou deter participações societárias, de forma direta ou indireta, em empresas que desenvolvam tais atividades; e
- b) Artigo 4º, parágrafo 7º, da Lei 9.074/95, segundo o qual as concessionárias ou autorizadas de geração também não poderão ser coligadas ou controladoras de sociedades que desenvolvam atividades de distribuição de energia elétrica. Nesse sentido, as atividades de geração e transmissão de energia elétrica ora exercidas pela AmD deverão ser segregadas de sua atividade de distribuição ("Desverticalização").

Visando à implementação da Desverticalização, foi adotada uma estrutura composta por duas principais etapas, ao final das quais a Companhia terá seus ativos e passivos de geração e transmissão ("Atividades GT") segregados de suas atividades de distribuição de energia e a Eletrobras passará a ser titular de participação direta em sociedade operacional que irá concentrar as atividades de geração.

A primeira etapa da implementação da desverticalização foi concluída. A Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. ("AmGT") foi constituída em abril de 2013, primeiramente em caráter pré-operacional, como subsidiária integral da AmD por meio da referida transferência e outorga a ela de todos os ativos relacionados à geração e transmissão de energia anteriormente detidos pela AmD, no intuito de viabilizar àquela a assinatura dos Contratos de Compra e Venda de Energia - CCVE, preparando as bases para a operação efetiva das atividades de geração e transmissão de energia, o que ocorreu a partir de julho de 2015.

A anuência prévia à desverticalização da AmD foi concedida pela ANEEL, nos termos do pedido submetido pela Eletrobras, por meio das Resoluções Autorizativas (REA) nº 4.244, de 16 de julho de 2013, e nº 4.836, de 16 de setembro de 2014; e ainda, nas Notas Técnicas nº 264/2013-SFF/ANEEL e nº 221/2014-SFF/ANEEL. Os referidos documentos anuíram com o processo de Desverticalização da AmD, mediante a versão dos ativos e passivos das Atividades GT para a AmGT, estabelecendo o prazo até 31/07/2017 para o envio de documentação complementar demandada pela SFF no Ofício nº 574/2016-SFF/ANEEL, de 26/10/2016, como ação indispensável à homologação final do processo de desverticalização da AmD e da AmGT (Ofício Nº 77/2017-SFF/ANEEL).

A primeira etapa da Desverticalização, consistiu na realização de um aumento de capital na Amazonas GT, subsidiária integral da AmD constituída com o propósito específico de receber o Acervo Líquido

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Original, conforme abaixo definido, com transferência de todos os bens, direitos e obrigações associados às Atividades GT pela AmD (“Contribuição Original de Acervo Líquido” ou Operação).

A segunda etapa da Desverticalização consistiria na emissão, por parte da AmD, de debêntures conversíveis em ações de emissão da AmD e permutáveis por 100% das ações de emissão da Amazonas GT, a serem subscritas e integralizadas pela Eletrobras com crédito (“Debêntures Conversíveis e Permutáveis”) detido contra a AmD em virtude da assunção de dívida da Amazonas D perante a Petrobras Distribuidora S.A. - Petrobras.

As Debêntures Conversíveis e Permutáveis seriam, em seguida, (i) permutadas por ações de emissão da AmGT; e/ou (ii) convertidas em ações ordinárias de emissão da própria AmD, nos termos da escritura das Debêntures Conversíveis e Permutáveis. O exercício integral da permuta efetivaria e concluiria a Desverticalização.

Visando solucionar a questão e viabilizar a assunção de dívida, a Eletrobras solicitou ao Ministério de Minas e Energia - MME, auxílio no sentido de interceder junto à União, a fim de que esta pudesse indicar uma instituição garantidora para a operação descrita, o que permitiria a conclusão do processo de Desverticalização. Contudo, não obteve êxito, o que ensejou a solicitação de prorrogação de prazo para concluir a Desverticalização, e permitir encontrar alternativa para conclusão do processo, conforme reportado na Carta CTA-PR-061/2016, de 05 de fevereiro de 2016.

A alternativa encontrada, sob a perspectiva operacional, consiste na Cessão Integral do Contrato de Compra e Venda de Gás Natural (Contrato OC 1.902/2006) da AmD para a AmGT. Situação que cria um rearranjo no modelo de Desverticalização inicialmente proposto, permitindo a alocação do insumo principal para geração de energia, o gás natural, na AmGT.

De forma a poder conduzir o processo de transferência da integralidade das ações da AmGT para a Eletrobras e, assim, permitir o abatimento de suas dívidas, a AmD celebrará um Instrumento Particular de Dação em Pagamento e Outras Avenças, por meio do qual entregará para a Eletrobras a totalidade das ações detidas na AmGT, em pagamento de débitos detidos junto à Eletrobras (“Dação em Pagamento”).

Além disso, como a decisão de fazer a cessão integral do Contrato de Gás Natural para a AmGT representa fator relevante para o sucesso no processo de venda da AmD, a Eletrobras, com o objetivo de viabilizar o processo de desverticalização associado ao processo de desestatização, orientou a necessidade de transferir para AmGT:

- (i) Os contratos de suprimento de energia nº OC 1815/2005 (Breitener Tambaqui S.A.), OC 1816/2005 (Breitener Jaraqui S.A.), OC 1819/2005 (Rio Amazonas Energia S.A.), OC 1820/2005 (Companhia Energética Manauara) e OC 1821/2005 (GERA Amazonas - Geradora de Energia do Amazonas S.A.), firmados com Produtores Independentes de Energia - PIE, com os seus respectivos direitos e obrigações futuros;
- (ii) As usinas que operam a gás natural do interior do Estado do Amazonas, com os seus respectivos direitos e obrigações futuros.

À época da realização da Contribuição Original de Acervo Líquido, da primeira etapa do processo de desverticalização, não se vislumbrou a transferência dessas operações (e correspondentes ativos e passivos) relacionados aos PIE's, bem como das usinas a gás natural dos sistemas isolados (do interior do Estado) que estão conectadas à infraestrutura duto viária de gás natural (nos *city gate* construídos na extensão do duto).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

No entanto, com a decisão da cessão integral do contrato de gás natural é imperativo que sejam transferidas não só os Contratos existentes relacionados aos PIEs da Capital e usinas a gás do interior do Estado do Amazonas (a saber: Anori, Anamá, Codajás e Caapiranga), mas também os ativos e passivos não contingentes subjacentes aos PIEs e às referidas usinas.

Vale acrescentar que as Usinas Termoelétricas instaladas nos municípios de Anori, Anamá, Codajás e Caapiranga, foram construídas pela AmD, para atender aos pontos relacionados no Procedimento de Licenciamento Ambiental do Gasoduto, conforme expressamente previsto na cláusula sexta do contrato de gás.

Agora, com a cessão integral do contrato do gás, a AmGT passará a ser a compradora da integralidade do principal insumo necessário à geração de energia elétrica das citadas UTE, mostrando-se indispensável a transferência dos ativos, direitos, deveres e obrigações, das 4 (quatro) UTE a Gás para a AmGT, assim como, em ato contínuo, deverão ser celebrados instrumentos contratuais de comercialização de energia, associada a esses montantes de energia, conforme legislação aplicável.

Para o ponto de entrega do gás, situado no município de Coari, também relacionado no Procedimento de Licenciamento Ambiental do Gasoduto e expressamente previsto na cláusula sexta do contrato de gás, foi formalizado Contrato de Comercialização de Energia e Potência nos Sistemas Isolados - CCESI nº 01/17 - OC nº 109.251/2017, assinado em 17 de novembro de 2017, proveniente de Leilão realizado pela ANEEL.

Nesse caso, como a Usina não é de propriedade da AmD, necessário se faz a celebração de ajuste do CCESI nº 01/17 - OC nº 109.251/2017, assim como a celebração do instrumento contratual de comercialização de energia, associada a esses montantes de energia.

O processo de desverticalização ainda não foi finalizado. Maiores informações foram divulgadas na nota de eventos subsequentes (Nota 45).

2.2 CENÁRIO DE DISSOLUÇÃO E LIQUIDAÇÃO DAS DISTRIBUIDORAS

A ANEEL poderá realizar a licitação da concessão de distribuição de energia elétrica sem que haja a transferência do controle acionário da pessoa jurídica prestadora de serviço público de energia elétrica, ora prestado pelas Distribuidoras da Eletrobras, tratando-se de um caso de outorga pura da concessão. Uma vez que todas as Distribuidoras foram criadas com a finalidade precípua de prestar serviço público de distribuição de energia elétrica mediante concessão, haverá um esvaziamento completo do objeto social dessas sociedades. Cenário que já havia iniciado desde a reprovação da renovação das concessões das distribuidoras por parte da Eletrobras e da posterior designação destas entidades como prestadoras temporárias de serviços de distribuição de energia elétrica.

Desta forma, dada à impossibilidade de cumprimento do objeto social das Distribuidoras, a alienação de seu controle acionário ficará desprovida de qualquer sentido jurídico ou conotação econômica, com o quê, inexoravelmente, só restará à Eletrobras promover a dissolução de tais sociedades, com base na deliberação que já foi tomada na 165ª AGE, realizada em 22 de julho de 2016, inclusive com voto favorável da União, corroborada pelas decisões da 170ª AGE.

A forma de liquidação das Distribuidoras, na qualidade de sociedades de economia mistas federais, contudo, é complexa e controvertida, havendo dúvidas quanto à legislação aplicável e a forma como essa se daria, eis que referidas entidades não podem, por expressa vedação legal, se sujeitarem ao regime de falência e recuperação aplicável às demais sociedades privadas, consoante art. 2º, I, da Lei nº 11.101/2005.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Diante do contexto, conforme apresentado na proposta da Administração para a 170ª AGE, foram contratados juristas cujos pareceres apontam pela incidência da Lei nº 8.029/1990 à hipótese de dissolução e liquidação das Distribuidoras. Essa lei prevê que a União sucederá a entidade, que venha a ser extinta ou dissolvida, nos seus direitos e obrigações decorrentes de norma legal, ato administrativo ou contrato, portanto, seria a União sucessora universal dos direitos e obrigações das Distribuidoras da Eletrobras.

Nesse sentido, todos os ônus da liquidação devem recair sobre a União, não cabendo à Eletrobras, na condição de controladora das Distribuidoras, qualquer responsabilidade por eventual passivo remanescente da liquidação.

2.3 ESTIMATIVA DO CUSTO DE LIQUIDAÇÃO

Para a apuração do eventual custo de liquidação foram consideradas as seguintes premissas:

- Custo de desligamento de pessoal - multa de 50% do FGTS estimado adicionado de 2 vezes da folha projetada a título de aviso prévio, resultando no montante de R\$ 1.170.000.

- Ativo Financeiro em curso, glosa média de 10%. Essa premissa foi estabelecida partindo-se do princípio que, em média, 5% desses ativos não são unitizados na média das distribuidoras do Brasil. Como as distribuidoras da Eletrobras possuem um histórico de desempenho inferior às demais, conservadoramente, foi adotado o dobro dessa glosa, resultando no montante de R\$ 156.000.

- Clientes - Já líquido de Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa (PCLD) - foi tratado como a realizar. Contudo, foram feitos ajustes uma vez que, de acordo com quanto tempo as faturas estão vencidas, a probabilidade de realização desses ativos é menor, totalizando um impacto de R\$ 739.000:

- i) Créditos Vincendos - não foram realizados ajustes por se considerar faturas de recebimento corrente da distribuidora, ainda não virou dívida vencida;
- ii) Créditos Vencidos até 90 dias - glosa de 20%;
- iii) Crédito Vencidos a mais de 90 dias - glosa de 50%;
- iv) Créditos renegociados - glosa de 50%.

Neste cenário a Eletrobras estimou os custos de uma eventual liquidação da AmD no montante de R\$ 13.415.119.

NOTA 3 - BASE DE PREPARAÇÃO

As demonstrações financeiras da Companhia foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil que compreendem os pronunciamentos do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e as orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela ANEEL.

A Companhia, com base na prerrogativa do CPC 36 (R) item 4-a, não está apresentando as demonstrações financeiras consolidadas referente ao investimento que possui na Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. ("AmGT"), uma vez que a consolidação está sendo divulgada pela controladora final Eletrobras.

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016**
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

As demonstrações financeiras foram aprovadas e autorizadas para publicação pelo Conselho de Administração da Companhia em 16 de abril de 2018.

As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nessas demonstrações financeiras.

NOTA 4 - MOEDA FUNCIONA E MOEDA DE APRESENTAÇÃO

Estas demonstrações financeiras estão apresentadas em Reais, que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

NOTA 5 - USO DE ESTIMATIVAS E JULGAMENTOS

Na preparação destas demonstrações financeiras, a Administração utilizou julgamentos, estimativas e premissas que afetam a aplicação das políticas contábeis da Companhia e os valores reportados dos ativos, passivos, receitas e despesas. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas.

As estimativas e premissas são revisadas de forma contínua. As revisões das estimativas são reconhecidas prospectivamente.

(a) Julgamentos

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos nas demonstrações financeiras estão incluídas na seguinte nota explicativa:

Nota explicativa 26 - classificação dos contratos com os PIE como um arrendamento mercantil.

(b) Incertezas sobre premissas e estimativas

As informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas que possuem um risco significativo de resultar em um ajuste material nos saldos contábeis de ativos e passivos no exercício a findar-se em 31 de dezembro de 2018 estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

— **Nota explicativa 43** - mensuração de obrigações de benefícios definidos: principais premissas atuariais;

— **Nota explicativa 23** - teste de redução ao valor recuperável de ativos intangíveis: principais premissas em relação aos valores recuperáveis, incluindo a recuperabilidade dos custos de desenvolvimento;

— **Notas explicativas 31** - reconhecimento e mensuração de provisões e contingências: principais premissas sobre a probabilidade e magnitude das saídas de recursos.

(i) Mensuração do valor justo

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Ao mensurar o valor justo de um ativo ou um passivo, a Companhia usa dados observáveis de mercado, tanto quanto possível. Os valores justos são classificados em diferentes níveis em uma hierarquia baseada nas informações (inputs) utilizadas nas técnicas de avaliação da seguinte forma.

- Nível 1: preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos idênticos.
- Nível 2: inputs, exceto os preços cotados incluídos no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços).
- Nível 3: inputs, para o ativo ou passivo, que não são baseados em dados observáveis de mercado (inputs não observáveis).

A Companhia reconhece as transferências entre níveis da hierarquia do valor justo no final do período das demonstrações financeiras em que ocorreram as mudanças.

Informações adicionais sobre as premissas utilizadas na mensuração dos valores justos estão incluídas na nota explicativa nº 40

NOTA 6 - BASE DE MENSURAÇÃO

As demonstrações financeiras foram preparadas utilizando o custo histórico como base de valor, com exceção dos instrumentos financeiros não derivativos mensurados pelo valor justo por meio do resultado e do ativo ou passivo líquido de benefício definido reconhecido como o valor justo dos ativos do plano, deduzido do valor presente da obrigação do benefício definido.

NOTA 7 - PRINCIPAIS POLÍTICAS CONTÁBEIS

A Companhia aplicou as políticas contábeis descritas abaixo de maneira consistente a todos os exercícios apresentados nestas demonstrações financeiras.

Certos montantes comparativos nas demonstrações do resultado e do resultado abrangente foram reclassificados, como resultado de mudança na classificação de certas receitas e despesas durante o exercício corrente (veja nota explicativa 9).

(a) Caixa e equivalentes de caixa

Caixa e equivalente de caixa incluem saldos de caixa e depósitos bancários à vista.

(b) Títulos e valores mobiliários

A Companhia aplica recursos em títulos e valores mobiliários com vencimentos de curto prazo para a utilização desses recursos antes do vencimento. Sua classificação em circulante considera o fato dos títulos classificados no curto prazo possuírem liquidez imediata. Tais instrumentos são ajustados ao valor provável de realização, quando aplicável.

(c) Clientes

As contas a receber de clientes (consumidores e revendedores) são compostas por créditos provenientes do fornecimento e suprimento de energia elétrica, pelo uso do sistema de distribuição de consumidores livres, pelos serviços prestados, pelos acréscimos moratórios, pelos créditos decorrentes

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)**

de energia transacionada no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE dentre outros.

O saldo inclui o fornecimento de energia ainda não faturado, originado substancialmente da atividade de distribuição e que é mensurado com base em estimativas, tendo como base o histórico de consumo de MW/h.

Os valores apresentados na conta de clientes estão contabilizados com base no regime de competência, e são reconhecidos inicialmente pelo valor justo e, subsequentemente, mensuradas pelo custo amortizado menos a provisão para créditos de liquidação duvidosa, que é reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as prováveis perdas no recebimento dos clientes, cuja recuperação seja considerada improvável.

As contas a receber são normalmente liquidadas em um período de até 45 dias, motivo pelo qual os valores contábeis representam substancialmente os valores justos nas datas de encerramento contábil.

Se o prazo de recebimento é equivalente a um ano ou menos, as contas a receber são classificadas no ativo circulante. Caso contrário, estão apresentadas no ativo não circulante (Nota 13).

(d) Estoques

Os estoques são mensurados pelo menor valor entre o custo e o valor realizável líquido. O custo dos estoques é baseado no princípio do custo médio de aquisição e inclui gastos incorridos na aquisição de estoques e outros custos incorridos em trazê-los às suas localizações e condições existentes.

Os estoques de materiais para consumo são classificados no ativo circulante, não sendo depreciados ou amortizados, e os estoques de materiais destinados às obras/manutenção dos sistemas de distribuição são classificados no ativo financeiro ou intangível.

As provisões para estoques de baixa rotatividade ou obsoletos são constituídas quando consideradas necessárias pela Administração da Companhia.

(e) Investimentos

Os investimentos em controladas são avaliados com base no método de equivalência patrimonial. Após a aplicação do método da equivalência patrimonial, a Companhia determina se é necessário reconhecer perda sobre o valor recuperável do investimento, sendo o valor dessa perda reconhecido na demonstração do resultado. A Companhia avalia, em bases anuais, se há evidência objetiva de que os investimentos em controladas sofreram redução em seu valor recuperável (Nota 19).

Os demais investimentos estão registrados ao custo histórico.

(f) Ativo financeiro

Os ativos financeiros referem-se à parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão classificada como ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente, decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão e da Orientação Técnica OCPC 05 - Contratos de Concessão (Nota 20).

Parte da infraestrutura referente ao segmento de distribuição de energia, classificada como ativo financeiro vem sendo remunerada por meio do denominado WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento que é cobrada mensalmente na tarifa de energia dos consumidores.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

(g) Intangível

Compreende o direito de uso da infraestrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de prestação do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições das Deliberações CVM nºs 644, de 02 de dezembro de 2010, 677, de 13 de dezembro de 2011 e 654, de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 (R1) - Ativos Intangíveis, o ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão e o OCPC 05 - Contratos de Concessão.

É avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável (Nota 21).

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível é apropriada de forma sistemática ao longo da sua vida útil estimada. Assim, esses bens devem ser amortizados, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao prazo de vencimento da prestação do serviço, pelo método linear.

Em relação à infraestrutura da geração associada, o ativo intangível é remunerado via reembolso da Conta de Consumo de Combustível - CCC.

(h) Imobilizado

Reconhecimento e mensuração

É avaliado ao custo de aquisição ou construção deduzido da depreciação acumulada e perda por redução ao valor recuperável (Nota 22).

Um item do imobilizado é baixado após alienação ou quando não há benefícios econômicos futuros resultantes do uso contínuo do ativo. Quaisquer ganhos ou perdas na venda ou baixa de um item do imobilizado são determinados pela diferença entre os valores recebidos na venda e o valor contábil do ativo e são reconhecidos no resultado.

Ativos mantidos por meio de arrendamento mercantil financeiro são depreciados pela vida útil determinada pela ANEEL.

Em função da adoção pela Companhia dos Pronunciamentos Técnicos ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão e o OCPC 05 - Contratos de Concessão, os valores registrados como ativo imobilizado correspondem a todos os bens que não são utilizados na atividade fim da Companhia, incluindo-se também neste grupo as operações com arrendamento mercantil. Demais ativos vinculados a prestação do serviço, foram reclassificados como Ativos Financeiros Indenizáveis (Concessão) e Ativos Intangíveis.

Depreciação

A depreciação é reconhecida com base na vida útil estimada de cada ativo, calculada pelo método linear, de acordo com as taxas fixadas, que representam uma base razoável de vida útil dos respectivos bens.

As vidas úteis estimadas e as taxas fixadas foram estabelecidas pela ANEEL conforme Resolução Normativa 674 de 11 de agosto de 2015.

(i) Provisão para redução ao valor recuperável (*Impairment*)

Ativos financeiros não-derivativos

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Ativos financeiros não classificados como ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, incluindo investimentos contabilizados pelo método da equivalência patrimonial, são avaliados em cada data de balanço para determinar se há evidência objetiva de perda por redução ao valor recuperável.

Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD é constituída de acordo com procedimentos e análise criteriosa das faturas de energia elétrica vencidas, para cobrir eventuais perdas na realização de valores a receber, com base em critérios definidos pela Administração da Companhia. Considera, também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros. As análises da PCLD dos contratos de parcelamentos são feitas individualmente, sendo o valor negociado excluído da provisão após o pagamento da terceira parcela (Nota 13.c).

Investida contabilizada pelo método da equivalência patrimonial

Uma perda por redução ao valor recuperável referente a uma investida avaliada pelo método de equivalência patrimonial é mensurada pela comparação do valor recuperável do investimento com seu valor contábil. Uma perda por redução ao valor recuperável é reconhecida no resultado e é revertida se houver uma mudança favorável nas estimativas usadas para determinar o valor recuperável.

Ativos não financeiros

A Administração da Companhia revisa anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Quando tais evidências são identificadas e o valor contábil líquido excede o valor recuperável, é constituída provisão para redução de ativo não financeiro, ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável.

O valor recuperável de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o valor em uso.

Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto que reflita o custo médio ponderado de capital para o setor em que opera a unidade geradora de caixa (Nota 23).

Uma perda é reconhecida, na demonstração do resultado, pelo montante em que o valor contábil do ativo ultrapassa seu valor recuperável.

(j) Arrendamento mercantil

(i) Determinando quando um contrato contém um arrendamento

No início do contrato, a Companhia determina se ele é ou contém um arrendamento.

No início ou na reavaliação se um contrato contém um arrendamento, a Companhia separa os pagamentos e outras contraprestações requeridas pelo contrato, referentes ao arrendamento, referentes aos outros elementos do contrato com base no valor justo relativo de cada elemento; subsequentemente, o passivo é reduzido quando os pagamentos são efetuados e o custo financeiro associado ao passivo é reconhecido utilizando a taxa de captação incremental da Companhia.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

(ii) Ativos arrendados

Arrendamentos de ativo imobilizado que transferem para a Companhia substancialmente todos os riscos e benefícios de propriedade são classificados como arrendamentos financeiros. No reconhecimento inicial, o ativo arrendado é mensurado por montante igual ao menor entre o seu valor justo e o valor presente dos pagamentos mínimos do arrendamento. Após o reconhecimento inicial, o ativo é contabilizado de acordo com a política contábil aplicável ao ativo.

Os ativos mantidos sob outros arrendamentos são classificados como arrendamentos operacionais e não são reconhecidos no balanço patrimonial da Companhia.

(iii) Pagamentos de arrendamentos

Os pagamentos para arrendamentos operacionais são reconhecidos no resultado pelo método linear pelo prazo do arrendamento. Os incentivos recebidos são reconhecidos como parte integrante das despesas totais de arrendamento, ao longo da vigência do arrendamento.

Os pagamentos mínimos de arrendamento efetuados sob arrendamentos financeiros são alocados como despesas financeiras e redução do passivo a pagar. As despesas financeiras são alocadas em cada período durante o prazo do arrendamento visando produzir uma taxa periódica constante de juros sobre o saldo remanescente do passivo (CPC 06.25 IAS 17.25).

(k) Demonstrações de valor adicionado

A Companhia elaborou demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras.

(l) Empréstimos

São instrumentos financeiros registrados pelo valor líquido dos custos incorridos nas transações e subsequentemente mensurados ao custo amortizado, ou seja, custo inicial, acrescido das variações monetárias e dos juros incorridos até a data do balanço patrimonial, de acordo com os termos dos contratos financeiros, deduzidas dos custos de transação incorridos na captação dos recursos (Nota 25).

(m) Receitas e despesas financeiras

Compostas principalmente por juros e variações monetárias decorrentes de aplicações financeiras, empréstimos obtidos e operações com instrumentos financeiros (Nota 39).

(n) Provisões

Contratos onerosos

Obrigações presentes resultantes de contratos onerosos são reconhecidas e mensuradas como provisões. Um contrato oneroso existe quando os custos inevitáveis para satisfazer as obrigações do contrato excedem os benefícios econômicos que se esperam que sejam recebidos ao longo do mesmo contrato.

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016**
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Causas judiciais

As provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente, legal ou não formalizada, como resultado de eventos passados e é provável que uma saída de recursos seja necessária para liquidar a obrigação e uma estimativa confiável do valor possa ser feita. Dessa forma, o valor constituído como provisão é a melhor estimativa de liquidação de uma provável obrigação na data das demonstrações financeiras, levando em consideração os riscos e incertezas relacionadas (Nota 31).

O julgamento da Companhia é baseado na opinião de seus consultores jurídicos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias tais como, prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Os resultados reais podem diferir das estimativas.

(o) Adiantamento para futuro aumento de capital

Adiantamentos de recursos recebidos do acionista controlador e destinados a aporte de capital são concedidos em caráter irrevogável. São classificados como passivo não circulante e reconhecidos inicialmente pelo valor justo e subseqüentemente atualizados pelo indexador estabelecido contratualmente.

(p) Instrumentos financeiros

Os instrumentos financeiros somente são reconhecidos a partir da data em que a Companhia se torna parte das disposições contratuais dos instrumentos financeiros. Quando reconhecidos, são inicialmente registrados ao seu valor justo acrescido dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à sua aquisição ou emissão, exceto no caso de ativos e passivos financeiros classificados na categoria ao valor justo por meio do resultado, onde tais custos são diretamente lançados no resultado do exercício. Sua mensuração subseqüente ocorre a cada data de balanço de acordo com as regras estabelecidas para cada tipo de classificação de ativos e passivos financeiros (Nota 40).

(i) Ativos financeiros

Os ativos financeiros estão classificados nas seguintes categorias específicas: ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado, investimentos mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e ativos financeiros disponíveis para venda. A classificação depende da natureza e finalidade dos ativos financeiros e é determinada na data do reconhecimento inicial.

Ativos financeiros ao valor justo por meio do resultado

Um ativo financeiro é classificado como mantido para negociação se:

- For adquirido principalmente para ser vendido a curto prazo; ou
- No reconhecimento inicial é parte de uma carteira de instrumentos financeiros identificados, que o Sistema Eletrobras administra em conjunto e, possui um padrão real recente de obtenção de lucros a curto prazo; ou
- For um derivativo que não tenha sido designado como um instrumento de “hedge” efetivo.

Um ativo financeiro, além dos mantidos para negociação, pode ser designado ao valor justo por meio do resultado no reconhecimento inicial se:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

- Tal designação eliminar ou reduzir, significativamente, uma inconsistência de mensuração ou reconhecimento que, de outra forma, surgiria; ou
- O ativo financeiro for parte de um grupo gerenciado de ativos ou passivos financeiros ou ambos; e
- Seu desempenho for avaliado com base no valor justo, de acordo com a estratégia documentada de gerenciamento de risco ou de investimento da Companhia, e quando as informações sobre o agrupamento forem fornecidas internamente com a mesma base; ou
- Fizer parte de um contrato contendo um ou mais derivativos embutidos e a IAS 39 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração (equivalente ao CPC 38) permitir que o contrato combinado (ativo ou passivo) seja totalmente designado ao valor justo por meio do resultado. Os ativos financeiros são classificados ao valor justo por meio do resultado quando são mantidos para negociação com o propósito de venda no curto prazo ou designados pelo valor justo por meio do resultado.

Os ativos financeiros mensurados ao valor justo por meio do resultado são demonstrados ao valor justo e quaisquer ganhos ou perdas resultantes são reconhecidos no resultado. Ganhos e perdas líquidos reconhecidos no resultado incorporam os dividendos ou juros auferidos pelo ativo financeiro, sendo incluídos na rubrica outras receitas e despesas financeiras, na demonstração do resultado.

Recebíveis

Recebíveis são ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e que não são cotados em um mercado ativo. Os empréstimos e recebíveis (inclusive contas a receber de clientes e outras, caixa e equivalentes de caixa, ativos financeiros-CVA e outros) são inicialmente registrados pelo seu valor de aquisição, que é o valor justo do preço pago, incluindo as despesas de transação. Após o reconhecimento inicial são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos, deduzidos de qualquer perda por redução do valor recuperável. A receita de juros é reconhecida através da aplicação da taxa de juros efetiva.

(ii) Passivos financeiros

Os passivos financeiros são classificados como outros passivos financeiros, que incluem os empréstimos, fornecedores e outras contas a pagar, e são mensurados pelo valor de custo amortizado utilizando o método de juros efetivos.

O método de juros efetivos é utilizado para calcular o custo amortizado de um passivo financeiro e alocar sua despesa de juros pelo respectivo período. A taxa de juros efetiva é a taxa que desconta exatamente os fluxos de caixa futuros estimados (inclusive honorários e pontos pagos ou recebidos que constituem parte integrante da taxa de juros efetiva, custos da transação e outros prêmios ou descontos) ao longo da vida estimada do passivo financeiro ou, quando apropriado, por um período menor, para o reconhecimento inicial do valor contábil líquido.

(q) Reconhecimento de Receita

A receita operacional do curso normal das atividades da Companhia é reconhecida na medida em que for provável que benefícios econômicos serão gerados e quando possa ser mensurada de forma confiável. A receita líquida é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo encargos sobre vendas.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Receita de distribuição de energia

A receita de distribuição de energia elétrica é reconhecida no momento em que a energia é fornecida. A receita não faturada corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, relativa ao ciclo de faturamento mensal, sendo apropriada considerando-se como base a carga real de energia disponibilizada no mês.

Receita de construção

A Instrução do Comitê de Pronunciamentos Contábeis - ICPC 01 (R1) estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 (R1) - Contratos de construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 (R1) - Receitas (serviços de operação fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que:

- (i) A atividade fim da Companhia é a geração distribuída e distribuição de energia elétrica;
- (ii) Toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim;
- (iii) A Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com partes não relacionadas.
- (iv) Mensalmente, o valor da totalidade das adições efetuadas no ativo intangível em curso é considerado também, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

(r) Benefícios a empregados

A Companhia possui planos de benefício definido e, também, de contribuição definida. Nos planos de contribuição definida, a Companhia faz contribuições fixas a uma entidade separada. Adicionalmente, não tem obrigações legais nem construtivas de fazer contribuições, se o fundo não possuir ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano. Um plano de benefício definido é diferente de um plano de contribuição definida, visto que, em tais planos de benefício definido, é estabelecido um valor de benefício de aposentadoria que um empregado receberá em sua aposentadoria, normalmente dependente de um ou mais fatores, como idade, tempo de serviço e remuneração. Nesse tipo de plano, a Companhia tem a obrigação de honrar com o compromisso assumido, caso o fundo não possua ativos suficientes para pagar, a todos os empregados, os benefícios relacionados com os serviços prestados nos exercícios correntes e anteriores atrelados a essa modalidade de plano.

O passivo reconhecido no balanço patrimonial, com relação aos planos de benefício definido, é o valor presente da obrigação de benefício definido na data do balanço, menos o valor justo dos ativos do plano. A obrigação de benefício definido é calculada anualmente por atuários independentes, usando o método do crédito unitário projetado. O valor presente da obrigação de benefício definido é determinado mediante o desconto das saídas futuras estimadas de caixa. As taxas de juros utilizadas nesse desconto são condizentes com os títulos de mercado, os quais são denominadas na moeda em que os benefícios serão pagos e que tenham prazos de vencimento próximos daqueles da respectiva obrigação do plano de pensão.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência, nas mudanças das premissas atuariais e nos rendimentos dos ativos do plano, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado no período de ocorrência de uma alteração do plano.

Com relação aos planos de contribuição definida, a Companhia efetua o pagamento das contribuições de forma obrigatória, contratual ou voluntária. A Companhia não tem qualquer obrigação adicional de pagamento depois que a contribuição é efetuada. As contribuições são reconhecidas como despesa de benefícios a empregados, quando devidas. As contribuições feitas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na proporção em que um reembolso em dinheiro ou uma redução dos pagamentos futuros estiver disponível.

Outras obrigações pós-emprego

A Companhia oferece benefício de assistência médica pós-aposentadoria a seus empregados, além de seguro de vida para ativos e inativos. O direito a esses benefícios é, geralmente, condicionado à permanência do empregado no emprego até a idade de aposentadoria e a conclusão de um tempo mínimo de serviço, ou a invalidez do mesmo enquanto funcionário ativo.

Os custos esperados desses benefícios são acumulados durante o período do emprego, dispondo da mesma metodologia contábil que é usada para os planos de pensão de benefício definido. Os ganhos e as perdas atuariais, decorrentes de ajustes com base na experiência e nas mudanças das premissas atuariais, são debitados ou creditados em outros resultados abrangentes, no período esperado de serviço remanescente dos funcionários. Essas obrigações são avaliadas, anualmente, por atuários independentes qualificados.

(s) Tributação sobre o lucro

A tributação sobre o lucro compreende o Imposto de Renda - IR e a Contribuição Social Sobre o Lucro - CSSL do exercício corrente. Em sua apuração de IR e CSSL, a Companhia apresenta prejuízo fiscal e base de cálculo negativa de CSSL, por esse motivo não há registro de valores correntes e/ou diferidos, a Companhia não reconhece impostos diferido devido ao prejuízo fiscal acumulado existente e não possuir previsão de lucratividade para os próximos exercícios.

(t) Subvenção governamental

As subvenções governamentais não são reconhecidas até que exista segurança razoável de que a Companhia irá atender às condições relacionadas e que as subvenções serão recebidas. As subvenções governamentais são reconhecidas, sistematicamente, no resultado durante os exercícios nos quais a Companhia reconhece como despesas os correspondentes custos que as subvenções pretendem compensar. As subvenções governamentais recebíveis como compensação por despesas já incorridas, com a finalidade de oferecer suporte financeiro imediato à Companhia, sem custos futuros correspondentes, são reconhecidas no resultado do período em que forem recebidas.

Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Encargo do Serviço do Sistema – ESS

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica – PROINFA

É o encargo pago por todos os agentes do Sistema Interligado Nacional - SIN que comercializam energia com o consumidor final ou que recolhem tarifa de uso das redes elétricas relativas a consumidores livres, para cobertura da energia elétrica produzida por produtores independentes, concebidos com base em fontes eólicas, pequenas centrais hidrelétricas e biomassa.

(u) Ativos e passivos regulatório

São diferenças entre o custo real e o custo considerado nos reajustes tarifários geram um direito à medida que o custo realizado for maior que o contemplado na tarifa, ou uma obrigação, quando os custos são inferiores aos contemplados na tarifa. As diferenças são consideradas pelas ANEEL no reajuste tarifário subsequente, e passam a compor o índice de reajuste tarifário da Companhia. O registro dos valores a receber e obrigações foram efetuados em contas de ativo e passivo financeiros em contrapartida ao resultado do exercício (Receitas operacionais) (Notas 17 e 34).

NOTA 8 - NOVAS NORMAS E INTERPRETAÇÕES AINDA NÃO EFETIVAS

IFRS 9/CPC 48 - Instrumentos Financeiros

A IFRS 9/CPC 48 aborda a classificação, a mensuração e o reconhecimento de ativos e passivos financeiros. As principais alterações que este pronunciamento traz para a Companhia são:

- i. Novos critérios de classificação de ativos financeiros;
- ii. Novo modelo de *impairment* para ativos financeiros, híbrido de perdas esperadas e incorridas, em substituição ao modelo atual de perdas incorridas; e

• **Ativos financeiros**

A IFRS 9/CPC 48 possui uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que refletem o modelo de negócios em que os ativos são administrados e suas características de fluxo de caixa.

Instrumentos mantidos segundo um modelo de negócios, cujo objetivo é receber os fluxos de caixa contratuais, e que possuem tais fluxos referentes exclusivamente a pagamentos do principal e dos juros sobre esse valor devido são geralmente mensurados ao custo amortizado ao final dos períodos contábeis subsequentes.

Já aqueles mantidos dentro de um modelo de negócios cujo objetivo é alcançado tanto pelo recebimento de fluxos de caixa contratuais quanto pela venda de ativos financeiros, e possuírem termos contratuais que estabelecem datas para fluxos de caixa unicamente de pagamentos de principal e juros sobre o principal remanescente, são geralmente mensurados a “valor justo reconhecido através de outros resultados abrangentes” (FVTOCI).

Todos os outros instrumentos de dívida e investimentos em títulos patrimoniais são mensurados ao valor justo ao final dos períodos contábeis subsequentes.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

A Companhia está avaliando e documentando os modelos de negócios para os seus ativos financeiros. Com base na sua avaliação preliminar, a Companhia não considera que os novos requerimentos de classificação terão um impacto significativo na contabilização de seus ativos financeiros.

- **Ativo financeiro oriundos dos Contratos de Concessão**

De acordo com a ICPC 01, as infraestruturas de concessão não são reconhecidas pelo concessionário como ativo imobilizado, uma vez que se considera que o operador não controla tais ativos e tem como obrigação devolver a infraestrutura nas mesmas condições que recebeu do Poder Concedente mediante pagamento de uma indenização, no caso são reconhecidas como ativo financeiro.

A Companhia também considera que não se encontra exposta a riscos de crédito e demanda e que a receita é auferida com base na disponibilidade, e, portanto, toda infraestrutura foi registrada como ativo financeiro.

O ativo financeiro inclui ainda a indenização que será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido.

Com a IFRS 9/CPC 48 a companhia avaliou que o ativo financeiro proveniente da receita oriunda do direito incondicional de receber caixa, atualmente classificado como recebíveis, continuará a ser avaliado pelo custo amortizado.

A companhia está avaliando alterar a forma de mensuração da parcela do ativo financeiro que se realizará através de indenização para valor justo por meio do resultado. Não são esperados impactos materiais advindos desta mudança.

- **Redução no valor recuperável (*impairment*) - Ativos Financeiros**

Em relação ao *impairment* de ativos financeiros, a IFRS 9/CPC 48 requer o modelo de perda esperada dos ativos financeiros, ao contrário do modelo de perda incorrida estabelecido na IAS 39/CPC 38. O modelo de perda esperada requer que a empresa registre contabilmente a expectativa de perdas em ativos financeiros desde o seu reconhecimento inicial. Nesse sentido, não é mais necessário que o evento ocorra antes para que seja reconhecida a perda no crédito.

O novo modelo de perda esperada se aplicará aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao FVTOCI, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais.

De acordo com a IFRS 9/CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases:

- Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e

- Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro. Este é o modelo obrigatório no caso de instrumentos financeiros que não contenham um componente significativo de financiamento, como é o caso dos ativos financeiros da Companhia.

A Companhia prevê que a aplicação do modelo referente a perdas de crédito esperadas contido na IFRS 9/CPC 48 resultará em reconhecimento antecipado de certas perdas de crédito, assim como requer que a Companhia revise suas atuais políticas de provisionamento. Todavia, até este momento, a Companhia ainda não concluiu a mensuração do eventual impacto desta alteração.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

- **Passivos financeiros**

A IFRS 9/CPC 48 retém grande parte dos requerimentos da IAS 39/CPC 38 para a classificação de passivos financeiros. Contudo, de acordo com a IAS 39/CPC 38, todas as variações de valor justo dos passivos designados como valor justo através do resultado são reconhecidas no resultado, enquanto que, de acordo com a IFRS 9/CPC 48, estas alterações de valor justo são geralmente apresentadas da seguinte forma:

- o valor da variação do valor justo que é atribuível às alterações no risco de crédito do passivo financeiro são apresentados em ORA; e

- o valor remanescente da variação do valor justo é apresentado no resultado.

A Companhia não espera designar passivos financeiros como valor justo através do resultado. Desta forma, não são esperados impactos materiais relacionados à classificação dos passivos financeiros quando da adoção da IFRS 9/CPC 48.

- **Divulgações**

A IFRS 9 requer novas divulgações, notadamente acerca do risco de crédito e perdas de crédito esperadas e mensuração de ativos e passivos financeiros. A Companhia está realizando uma análise para identificar possíveis alterações nos processos atuais em decorrência destas novas normas e trabalhará na implementação de mudanças em seus sistemas e controles para atender as mesmas nas demonstrações financeiras a partir do período da sua adoção.

- **Transição**

A Companhia adotará a isenção que permite não reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros (incluindo perdas de crédito esperadas).

As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção da IFRS 9/CPC 48, serão reconhecidas no patrimônio líquido em 1º de janeiro de 2018.

IFRS 15/CPC 47 - Receitas de contratos com clientes

A IFRS 15/CPC 47 substituirá as orientações atuais de reconhecimento da receita presente na IAS 18/CPC 30 (R1) - Receitas, IAS 11/CPC 17 (R1) - Contratos de Construção e as interpretações relacionadas, quando se tornar efetiva.

Os princípios fundamentais da IFRS 15/CPC 47 são de que uma entidade deve reconhecer a receita para representar a transferência ou promessa de bens ou serviços a clientes no montante que reflete sua consideração de qual valor espera ser capaz de trocar por aqueles bens ou serviços. Especificamente, a norma introduz um modelo de 5 passos para o reconhecimento da receita:

1. Identificar o(s) contrato(s) com o cliente.
2. Identificar as obrigações de desempenho definidas no contrato.
3. Determinar o preço da transação.
4. Alocar o preço da transação às obrigações de desempenho previstas no contrato.
5. Reconhecer a receita quando (ou conforme) a entidade atende cada obrigação de desempenho.

Com a IFRS 15/CPC 47, a entidade reconhece a receita quando o “controle” dos bens ou serviços de uma determinada operação são transferidos ao cliente.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

A Companhia auferiu receitas provenientes principalmente das seguintes fontes:

a) Suprimento e fornecimento de energia elétrica

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que a energia é fornecida, mediante a multiplicação do consumo faturado medido pela tarifa vigente, além de reconhecer a receita não faturada através de estimativa, correspondente ao consumo de energia medido na data da última leitura e o encerramento do período das demonstrações financeiras.

De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a Companhia só pode contabilizar os efeitos de um contrato com um cliente quando for provável que receberá a contraprestação à qual terá direito. Ao avaliar se a possibilidade de recebimento do valor da contraprestação é provável, deve-se considerar apenas a capacidade e a intenção do cliente de pagar esse valor. Assim, contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso, poderão deixar de ter as respectivas receitas reconhecidas no momento do faturamento (por não ser provável o recebimento da contrapartida) e sim no momento do efetivo recebimento. A Companhia está avaliando se algum cliente encontra-se nessa situação e espera que os eventuais impactos, se houverem, não sejam relevantes para as demonstrações financeiras.

A ANEEL avalia a qualidade do serviço oferecido aos consumidores. A qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação da duração e da frequência das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC, e os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC. Uma vez descumpridos os indicadores individuais, a Companhia é obrigada a ressarcir os clientes, através de desconto na fatura mensal de consumo de energia. Atualmente, essas penalidades são contabilizadas como despesa operacional. Desta forma, a Companhia procederá a reclassificação dos valores ressarcidos pelo descumprimento dos indicadores individuais para suas receitas com fornecimento, reduzindo os valores líquidos das receitas divulgadas nas demonstrações financeiras, devido a sua natureza de desconto. Quanto aos indicadores coletivos, por possuírem uma natureza de multa a ser recolhida pela Companhia, estes continuarão a ser tratados como uma despesa operacional.

b) Venda na CCEE

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida para o sistema pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha impactos sobre esta receita em suas demonstrações financeiras.

c) Receita pela disponibilidade da rede elétrica

Essa receita é constituída pelo serviço de disponibilização da rede de distribuição e remunera a Companhia pela prestação do serviço ao consumidor final, que compreende consumidores cativos e livres, com base na cobrança de uma tarifa homologada pela ANEEL. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto nesta categoria de receitas em suas demonstrações financeiras.

d) Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros

Corresponde as variações de custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios, ocorridas no período entre reajustes tarifários e/ou revisões periódicas, de modo a permitir maior neutralidade no repasse dessas variações para as tarifas. Com base em sua avaliação, a Companhia

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo sobre esta receita em suas demonstrações financeiras.

e) Receita de construção da infraestrutura da concessão

Essa receita é constituída por investimentos em infraestrutura, com o objetivo de manutenção da operação até o término do contrato de concessão. A Companhia é remunerada principalmente por aprimoramento da infraestrutura para prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é igual a zero, pois há a contrapartida em custos pelo mesmo valor, para permitir posteriormente que a Companhia explore essa infraestrutura e obtenha suas demais receitas. A receita de construção é reconhecida ao longo da execução da obra, juntamente com o custo. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo sobre estas receitas em suas demonstrações financeiras.

f) Outras receitas

A Companhia possui outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que podem ser inerentes aos seus segmentos ou receitas de atividades acessórias. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo sobre estas receitas em suas demonstrações financeiras.

- **Transição**

A Companhia adotará a IFRS 15/CPC 47 usando o método de efeito cumulativo, com aplicação inicial da norma na data inicial (ou seja, 1º de janeiro de 2018). Como resultado, a Companhia não aplicará os requerimentos da IFRS 15/CPC 47 ao período comparativo apresentado.

CPC 06 (R2) Operações de Arrendamento Mercantil (IFRS 16 Leases)

A IFRS 16 substitui as normas de arrendamento existentes, incluindo o CPC 06 (IAS 17) Operações de Arrendamento Mercantil e o ICPC 03 (IFRIC 4, SIC 15 e SIC 27) Aspectos Complementares das Operações de Arrendamento Mercantil.

A norma é efetiva para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2019. A adoção antecipada é permitida somente para demonstrações financeiras de acordo com as IFRS e apenas para entidades que aplicam a IFRS 15 Receitas de Contratos com Clientes em ou antes da data de aplicação inicial da IFRS 16.

A Administração da Companhia irá avaliar o potencial impacto sobre as suas demonstrações financeiras decorrentes da adoção inicial do CPC 06(R2) a IFRS 16.

NOTA 9 - RECLASSIFICAÇÕES NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2016

A Resolução Normativa nº 605, de 11 de março de 2014, aprovou o novo Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, cuja vigência foi a partir de 1º de janeiro de 2015. Contudo, conforme Ofício nº 617 /2014 SFF/ANEEL as empresas do grupo Eletrobras receberam condição suspensiva por 2 (dois) anos dos termos da mencionada resolução, tornando mandatória a implantação do novo MCSE somente a partir de 01 de janeiro de 2017.

A Companhia, considerando as novas rubricas do MCSE, e objetivando a melhor apresentação e comparabilidade de suas Demonstrações Financeiras, procedeu as reclassificações de forma

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

retrospectiva em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado, originalmente emitidas em 07 de abril de 2017.

As rubricas reclassificadas foram:

Aluguel de grupos geradores - Em cumprimento à orientação dada pelo órgão regulador ANEEL por meio do Ofício 148/2017-SFF/ANEEL de 21/03/2017 foi reclassificado para a rubrica Energia Elétrica Comprada para Revenda.

PROINFA - Anteriormente registrada no grupo de outras despesas, após revisão das classificações contábeis orientadas no MCSE foi reclassificado para a rubrica Energia Elétrica Comprada para Revenda.

Taxa fiscalização Aneel -TFSEE - Anteriormente registrada como Despesa Operacional, após revisão das classificações contábeis orientadas no MCSE foi reclassificado para dedução da Receita Operacional.

Despesas de comercialização - De acordo com o MCSE as distribuidoras quando entregam energia aos seus consumidores estão exercendo sua atividade finalística, a de distribuição de energia elétrica, não devendo utilizar a atividade de comercialização, logo as despesas de comercialização de 2016 foram reclassificadas na atividade de Distribuição.

As reclassificações efetuadas não alteram o total dos ativos, o patrimônio líquido e o lucro líquido, Demonstração de Resultados abrangentes nem a Demonstração do Fluxo de Caixa.

As demonstrações do resultado e do valor adicionado, para fins de comparabilidade, estão apresentadas a seguir:

	NOTA	2016	Reclassificações	2016
	S	Publicado	Reclassificado	Reclassificado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	34	2.669.847	(4.908)	2.664.939
CUSTO OPERACIONAL				
Custo com Energia Elétrica	35	<u>(1.758.515)</u>	<u>(355.233)</u>	<u>(2.113.748)</u>
Energia elétrica comprada para revenda		(1.758.515)	(355.233)	(2.113.748)
Custo de Operação		<u>(705.403)</u>	<u>63.392</u>	<u>(642.011)</u>
Pessoal, material e serviços de terceiros	36	(384.710)	(105.120)	(489.830)
Depreciação e amortização		(126.855)	-	(126.855)
Combustível para produção de energia elétrica		(3.476.449)	-	(3.476.449)
Recuperação de despesas - CCC		3.513.758	-	3.513.758
Outros	37	(231.147)	168.512	(62.635)
Custo de construção		<u>(283.746)</u>	-	<u>(283.746)</u>
PREJUÍZO BRUTO		<u>(77.817)</u>	<u>(296.749)</u>	<u>(374.566)</u>
DESPESAS OPERACIONAIS	38	<u>(2.743.365)</u>	<u>296.749</u>	<u>(2.446.616)</u>
RESULTADO DO SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA		<u>(2.821.182)</u>	-	<u>(2.821.182)</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

RESULTADO FINANCEIRO	(1.957.351)	-	(1.957.351)
RESULTADO ANTES DAS PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	(4.778.533)	-	(4.778.533)
RESULTADO INVESTIMENTOS EM PARTICIPAÇÕES SOCIETÁRIAS	(189.281)	-	(189.281)
PREJUÍZO DO PERÍODO	(4.967.814)	-	(4.967.814)

	2016 Publicado	Reclassificações	2016 Reclassificado
GERAÇÃO DO VALOR ADICIONADO	3.548.990		3.548.990
Receitas de vendas de energia e serviços	3.546.238	-	3.546.238
Outras receitas	2.752	-	2.752
INSUMOS ADQUIRIDOS DE TERCEIROS	(3.023.234)	-	(3.243.408)
Custo da energia elétrica comprada	(1.758.515)	(355.233)	(2.113.748)
Serviços de terceiros	(235.434)	-	(235.434)
Material	(25.391)	-	(25.391)
Combustíveis p/produção de energia elétrica	(3.476.449)	-	(3.476.449)
Recuperação de Despesa - CCC	3.513.758	-	3.513.758
Custo de construção	(283.747)	-	(283.747)
Provisão para redução ao valor recuperável dos ativos (<i>impairment</i>)	(63.610)	-	(63.610)
Provisões operacionais - CCC	(521.590)	-	(521.590)
Provisão para perdas em estoque	(4.643)	-	(4.643)
Valor Novo de Reposição - VNR	52.287	-	52.287
Outros	(219.900)	135.059	(84.841)
VALOR ADICIONADO BRUTO	525.756	(220.174)	305.582
RETENÇÕES	(1.884.054)	-	(1.884.054)
Depreciação e amortização	(138.870)	-	(138.870)
(Provisões) Reversões de provisões	(1.745.184)	-	(1.745.184)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

VALOR ADICIONADO LÍQUIDO	(1.358.298)	(220.174)	(1.578.472)
VALOR ADICIONADO RECEBIDO EM TRANSFERÊNCIA	1.189.032	-	1.189.032
Receitas financeiras	1.189.032	-	1.189.032
VALOR ADICIONADO A DISTRIBUIR	(169.266)	-	(389.440)
DISTRIBUIÇÃO DO VALOR ADICIONADO			
Remuneração do trabalho	278.869	-	278.869
Governos (Impostos e contribuições)	930.569	-	930.569
Contribuições Sociais INSS e FGTS	78.886	-	78.886
ICMS	485.905	-	485.905
COFINS e PIS/PASEP	365.778	-	365.778
Financiadores	3.564.401	(225.082)	3.339.319
Encargos de dívidas, variação monetária e outros	3.335.662	-	3.335.662
Aluguéis	228.739	(225.082)	3.657
Encargos setoriais	24.708	4.908	29.616
PREJUÍZO DO EXERCÍCIO	(4.967.813)	-	(4.967.813)
VALOR ADICIONADO DISTRIBUÍDO	(169.266)	(220.174)	(389.440)

NOTA 10 - AMBIENTE REGULATÓRIO

Reajuste Tarifário Anual

Processo de ajuste na tarifa - ERR Angra III

Em 31 de março de 2017, foi publicada no Diário Oficial da União, a Resolução Homologatória ANEEL nº 2.214, a qual republicou as tarifas das distribuidoras, de forma a prover a reversão da previsão do Encargo de Energia de Reserva - EER da central geradora UTN Almirante Álvaro Alberto - Unidade III (Angra III).

Dessa forma, houve instrução de um processo extraordinário de ajuste específico e concomitante na tarifa de todas as distribuidoras, revertendo os efeitos da previsão do encargo de ERR, e antecipando o que ocorreria no processo tarifário ordinário. Essa reversão (via tarifa de ajuste), que ordinariamente ocorreria pela Conta de Compensação de Variação de Custos da Parcela A - CVA e pela Neutralidade nos processos tarifários subsequentes, promoveu nas tarifas de fornecimento da Companhia um reajuste de -5,05%, em abril de 2017.

Processo Tarifário Ordinário

Em 07 de junho de 2017, a ANEEL comunicou abertura da Audiência Pública nº 32/2017, esta tratou da definição de parâmetros regulatórios para os processos tarifários das Distribuidoras Designadas, definidas nos termos da Resolução Normativa nº 748/2016, e de limites para os indicadores de continuidade coletivos DEC e FEC até a primeira revisão tarifária ordinária do concessionário, a ser contratado por meio de licitação.

Em 01 de setembro de 2017, foi publicada a Portaria MME nº 346/2017, que altera a Portaria MME nº 388/2016, e prevê que no processo tarifário do ano de 2017, a ANEEL deverá flexibilizar, de forma transitória, os parâmetros regulatórios referentes aos custos operacionais e às perdas não técnicas,

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

com o objetivo de permitir o equilíbrio econômico da concessão a ser licitada nos termos do art. 8º da Lei n. 12.783/2013.

Por fim, em 01 de novembro de 2017, ordinariamente, foi publicada a Resolução Homologatória ANEEL nº 2.337 de 31 de outubro de 2017, que homologa o reajuste anual das tarifas, as quais foram, em média, reajustadas em 17,13%, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores/usuários/agentes supridos da distribuidora.

Importa destacar que foi reconhecido o valor de R\$ 150.517, referente ao diferimento dos valores de Parcela B, o qual deverá ser homologado no processo tarifário seguinte, atualizado pela SELIC.

Alterações e atualizações na legislação regulatória

a) Procedimentos de Regulação Tarifária

Dentre as Audiências promovidas pela ANEEL, destaca-se a Audiência Pública - AP nº 62/2017, instituída com vistas a colher subsídios adicionais para a regulamentação da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE e dos procedimentos tarifários da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, que resultou na revisão nos Submódulos 5.1 e 5.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária - PRORET e a alterações na Resolução Normativa nº 414/2010.

O submódulo 5.1 tem como objetivo estabelecer os procedimentos regulatórios referentes aos reembolsos da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC, nos termos da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, do Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010 e da Resolução Normativa nº 801, de 19 de dezembro de 2017. Este define o custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada do Sistema Interligado Nacional - SIN (ACR médio); fator de corte de perdas regulatórias (fc); os custos de geração própria do beneficiário; o resultado da comercialização da energia no ACR por distribuidora do sistema isolado; e o custo de sobre contratação de energia dos três primeiros anos após a interligação da distribuidora ao Sistema Interligado Nacional (SIN).

O submódulo 5.2, estabelece os procedimentos regulatórios referentes à Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, fundo setorial regido pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, pelo Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013 e pelo Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017. Este é aplicável aos seguintes procedimentos da CDE: i) elaboração do Orçamento Anual; ii) fixação das quotas anuais pagas por todos os agentes que atendem consumidor final, mediante encargo tarifário incluído nas tarifas de uso dos sistemas de transmissão e distribuição; iii) definição dos repasses de recursos para custeio de benefícios tarifários incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica; iv) gestão econômica e financeira; e v). Divulgação de informações.

No que concerne à Resolução Normativa n 414/2010, as alterações propostas contemplaram a padronização do procedimento para concessão e perda dos benefícios tarifários, assunto tratado de forma mais específica para a Tarifa Social de Energia Elétrica nos artigos 28 e 146 da Resolução Normativa nº 414/2010. Ainda neste tema, foi prevista a realização pelas próprias distribuidoras, a cada três anos, de um procedimento de revisão cadastral junto aos consumidores, de modo a verificar a continuidade do atendimento aos critérios para o recebimento dos benefícios.

b) Normas Legais

- Alterações promovidas pelo Decreto nº 9.047, de 10 de maio de 2017, ao Decreto nº 7.246, de 28 de julho de 2010, que determinou ao MME a autoridade competente para estabelecer o período de

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

suprimento e os lotes que serão objeto da licitação para aquisição de energia nos Sistemas Isolados. Foi alterada também a regra relativa aos empreendimentos elegíveis à sub-rogação da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC. Podendo os recursos sub-rogados serem antecipados aos agentes de distribuição e transmissão, que foram designados a prestar serviços temporários.

- Por meio do Decreto nº 9.022, de 31 de março de 2017, foram alteradas as regras relativas aos contratos de financiamento com fundos da Reserva Global de Reversão - RGR. A CCEE foi designada como responsável pelo gerenciamento dos recursos da CDE, nos reembolsos dos custos da Conta de Consumo de Combustíveis - CCC.
- Por meio do Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017, foram promovidas alterações ao Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, Foram introduzidas alterações nos leilões de energia decorrentes da Lei nº 13.360/16 para permitir maior flexibilidade e previsibilidade na expansão da base de geração.

NOTA 11 - CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	2017	2016
Fundos de caixa	47	79
Contas bancárias à vista (a)	77.392	71.264
Ordens de pagamentos emitidas	124	-
	77.563	71.343

NOTA 12 - TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS - TVM

A Companhia aplica suas disponibilidades no tipo de aplicação denominado "Extra Mercado", fundo de investimento em renda fixa de liquidez imediata, constituído sob a forma de condomínio aberto e com prazo de duração indeterminado, que tem por objetivo proporcionar a rentabilidade de suas cotas (obtida através da quantidade de quotas x valor das quotas), através da diversificação dos ativos que compõem sua carteira. Em 31 de dezembro de 2017 o saldo é de R\$ 6.143 (R\$ 28.706 em 31 de dezembro de 2016).

NOTA 13 - CLIENTES

a) Composição dos Créditos

Os créditos decorrentes da venda de energia elétrica apresentam o seguinte perfil:

DESCRIÇÃO	2017						2016			
	CONSUMIDORES			PARCELAMENTOS (b)			CIRCULANTE TOTAL	NAO CIRCULANTE TOTAL	CIRCULANTE TOTAL	NAO CIRCULANTE TOTAL
	VINCENDOS	VENCIDOS ATÉ 90 DIAS	HÁ MAIS DE 91 DIAS	VINCENDOS	VENCIDOS ATÉ 90 DIAS	HÁ MAIS DE 91 DIAS				
. Residencial	142.416	129.558	66.327	80.837	11.669	12.276	443.083	47.033	345.943	24.418
. Industrial	44.889	14.083	48.250	12.251	1.138	15.068	135.680	5.029	118.120	3.048
. Comercial	91.341	43.995	35.597	20.916	4.149	9.619	205.616	30.608	177.263	23.873
. Rural	4.746	3.576	2.323	2.252	325	527	13.750	1.255	11.027	471
. Poder Público										

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

. Federal	8.818	3.059	6.034	767	34	1.099	19.811	385	14.708	1.272
. Estadual	19.080	30.518	51.781	2.929	493	433	105.235	31.515	62.892	42.772
. Municipal	9.019	16.755	26.864	2.947	1.528	21.042	78.155	32.942	53.585	12.301
. Iluminação Pública	6.344	1.646	6.228	2.038	-	405	16.660	-	16.478	-
. Serviço Público	2.916	8.231	38.276	130	1.615	4.689	55.858	4.115	50.895	9.231
Outros Créditos	-	-	-	-	-	208	208	154	3.770	4.550
Subtotal	329.569	251.421	281.681	125.066	20.953	65.366	1.074.056	153.035	854.682	121.935
(-) PCLD (c)	(17.489)	(35.205)	(267.701)	(20.281)	(10.510)	(35.293)	(386.479)	(35.788)	(244.975)	(16.143)
Total	312.080	216.215	13.980	104.785	10.443	30.073	687.576	117.248	609.707	105.791

b) Parcelamentos

Representa os valores resultantes das negociações de créditos vencidos junto a consumidores. As análises sobre os contratos de parcelamentos são feitas individualmente segmentando as classes privadas e públicas, tendo em vista as diferenças comportamentais observadas nas negociações e o valor negociado.

Em 8 de agosto de 2017, a Companhia autorizou em caráter excepcional, a negociação com consumidores em condições especiais, compreendendo a dispensa de 100% das multas e juros de mora para quitação à vista, mantendo a correção monetária com base na variação do IGP-M. As condições mensuradas no programa de negociação de débitos são detalhadas a seguir:

Quantidade de Parcelas	% de entrada	Juros de Parcelamento	Desconto em Juros e Multa por atraso
A vista	_____	_____	100%
Até 12	5%	0,5% a.m.	90%
De 13 a 23	10%	1% a.m.	40%
De 24 a 36	10%	1% a.m.	25%
De 37 a 60	15%	1% a.m.	_____

c) Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa - PCLD

A PCLD é constituída de acordo com procedimentos e análise criteriosa das faturas de energia elétrica vencidas, para cobrir eventuais perdas na realização de valores a receber, com base em critérios definidos pela Administração da Companhia.

- Parcelamentos:

i) O consumidor que procura repactuar a sua dívida já está inserido na PCLD. Após a celebração do parcelamento total sem garantia real, a reversão do débito deverá ser feita de forma gradativa conforme o seguinte critério:

Número de Parcelas	Provisão ou Reversão Classes Privadas	Provisão ou Reversão Classes Públicas
Até 60	Pagamento Efetivo de 5 parcelas	4 parcelas faturadas, vencidas e não pagas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Mais de 60	Pagamento Efetivo de 6 parcelas	6 parcelas faturadas, vencidas e não pagas
------------	---------------------------------	--

O demonstrativo da provisão para créditos de liquidação duvidosa (circulante e não circulante) por classe de consumidores encontra-se discriminado abaixo:

CLASSE	2017	2016
. Residencial	(69.406)	(57.534)
. Comercial	(34.430)	(20.573)
. Industrial	(51.423)	(26.600)
. Poder Público	(116.168)	(72.522)
. Serviço Público	(41.551)	(28.182)
. Rural	(793)	(955)
. Iluminação Pública	(4.927)	(5.493)
. Parcelamentos	(101.872)	(47.954)
. Outros Devedores	(1.697)	(1.305)
	(422.267)	(261.118)

Em 2017, a inadimplência de consumidores foi 61,7% maior do que a registrada em 2016. O aumento da inadimplência foi motivado principalmente por: i) conjuntura econômica desfavorável e ii) reajuste tarifário concedido em 2017 que reposicionou as tarifas em 17,13%.

A movimentação da PCLD está demonstrada a seguir:

	2017	2016
Saldo inicial	(261.118)	(176.008)
Adições	(341.560)	(236.572)
Reversão	25.765	31.844
Baixas	154.645	119.618
Saldo final	(422.267)	(261.118)

NOTA 14 - TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	2017	2016
<u>CIRCULANTE</u>		
PIS/PASEP/COFINS a recuperar	-	59.116
ICMS a recuperar	124.957	146.416
Outros	2.342	2.304
(-) Provisão - tributos estaduais (b)	(126.224)	(185.341)
	1.075	22.495
<u>NÃO CIRCULANTE</u>		
IRPJ a recuperar	7.508	7.126
CSLL a recuperar	3.652	3.238
PIS/PASEP/COFINS a recuperar (a)	248.918	186.384
ICMS a recuperar	27.010	40.907
ICMS CCC - ISOL - Lei nº 12.111/09 (c)	1.254.075	1.516.318
(-) ICMS estornos s/ perdas (d)	(300.962)	(462.019)
ICMS sobre bens do ativo fixo	23.650	26.546
Ajuste a valor presente	521	521
PIS/COFINS sobre insumos CCC - (e)	374.921	808.630

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

(-) PIS/COFINS estornos s/ perdas (f)	<u>(265.400)</u>	<u>(705.846)</u>
	<u>1.373.891</u>	<u>1.421.805</u>

- (a) O total do ativo não circulante de R\$ 248.918 (R\$ 186.384 em 2016), decorre do regime de apuração não cumulativa, envolvendo gastos com materiais aplicados e consumidos na geração distribuída de energia elétrica, créditos da compra de combustíveis e da compra de energia elétrica. Tais créditos serão compensados com débitos apurados dessas mesmas contribuições, que influenciarão na alíquota efetiva a ser cobrada do consumidor cativo. Dessa forma, a Companhia procedeu à apuração e acumulação dos créditos de PIS/PASEP e da COFINS.
- (b) Os valores são relativos ao ICMS provisionado em virtude da análise de não realização dos saldos.
- (c) Conforme disposto no art. 3º, da Lei nº 12.111/09, os impostos fazem parte do custo total de geração de energia elétrica dos Sistemas Isolados, portanto, os valores referentes ao ICMS, apurados como custo da geração, estão registrados na rubrica ICMS CCC - ISOL - Lei nº 12.111/09. Entretanto, a referida Lei cita no mesmo art. 3º, § 8º, que no caso de efetivo aproveitamento via compensação dos créditos tributários referentes a valores reembolsados pela CCC, o agente deverá ressarcir o montante integral do crédito tributário aproveitado. Dessa forma, foi constituída uma obrigação no passivo não circulante, cujo montante é de R\$ 953.113 (R\$ 1.054.299 em 2016).
- (d) A Companhia efetuou a baixa de créditos de ICMS no montante de R\$ 300.962 correspondente ao custo proporcional às perdas de energia elétrica que excederam as perdas técnicas do período de janeiro a dezembro de 2017.
- (e) Os créditos da rubrica PIS/COFINS, são decorrentes de insumos adquiridos para geração de energia e referem-se aos créditos da apuração não cumulativa, ainda não compensados e passíveis de reembolso pela CCC. Em novembro de 2013 foi publicada a Resolução 597 que alterou os dispositivos da Lei nº 12.111 com previsão para que, além do ICMS, a CCC passaria a conceder o reembolso do PIS/PASEP e COFINS conforme art. 9º. Desta forma os valores de PIS e COFINS contemplam o somatório das contas PIS/COFINS sobre insumo CCC e PIS/PASEP/COFINS a recuperar.

Vale ressaltar que para os créditos sobre insumo CCC foi constituída uma obrigação no passivo não circulante, de valor igual ao registrado no ativo não circulante.

- (f) Em virtude da aplicação da instrução contida na consulta interna COSIT nº 17, de 13 de julho de 2016, a Companhia efetuou a baixa de créditos de PIS no montante de R\$ 47.342 e COFINS no montante de R\$ 218.058 correspondente ao custo proporcional às perdas de energia elétrica que excederam as perdas técnicas em 2017.

A exigência contida na COSIT nº 17 parte do pressuposto de que, uma vez interrompida a cadeia de consumo, sem que exista operação de saída da mercadoria, não seria possível ao contribuinte a manutenção do crédito da entrada, sob pena de deturpação ao princípio da não cumulatividade.

NOTA 15 - ESTOQUES

	2017	2016
Combustível (a)	96.110	109.250
Almoxarifado	2.569	2.149

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Material em poder de terceiros	2.186	1.965
Adiantamentos a fornecedores (b)	3.160	9.623
	<u>104.025</u>	<u>122.987</u>

- (a) Corresponde ao combustível adquirido para a geração de energia elétrica no interior do Estado do Amazonas;
- (b) Corresponde aos adiantamentos efetuados pela Companhia vinculados a compra específica de combustíveis e que serão incorporados aos estoques quando de seu efetivo recebimento.

Os estoques de materiais destinados às obras e manutenção dos sistemas de distribuição estão classificados no ativo financeiro e intangível (vide Nota 21).

NOTA 16 - DIREITO E OBRIGAÇÃO DE RESSARCIMENTO

A Companhia detém direitos e obrigações junto à CCC, conforme apuração dos valores demonstrados no quadro abaixo:

DIREITO DE RESSARCIMENTO

	2017	2016
Conta de Consumo de Combustíveis - CCC	3.583.102	4.381.845
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE (a)	10.654	88.824
	<u>1.198.291</u>	<u>897.600</u>
Circulante	2.395.465	3.573.069
Não circulante	<u>3.593.756</u>	<u>4.470.669</u>

- (a) O saldo de R\$ 10.654 (R\$ 88.825 em 2016) refere-se aos subsídios incidentes nas tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica e que serão reembolsados através dos repasses de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), com o objetivo de assegurar o equilíbrio econômico-financeiro.

A Companhia efetuou a reclassificação dos saldos do circulante para o não circulante, dos valores relativos aos Contratos de Confissão de dívida - CCD, tendo em vista que seus recebimentos encontram-se suspensos até o julgamento do recurso administrativo do processo de fiscalização pela ANEEL da CCC. Os recebimentos das competências mensais, do período de janeiro de 2017 a dezembro de 2017, estão sendo ressarcidos considerando as glosas que vem sendo aplicadas pela CCEE, sob orientação da ANEEL, reconhecidas como perda no exercício.

OBRIGAÇÃO DE RESSARCIMENTO

	2017	2016
ICMS CCC	(953.113)	(1.055.109)
PIS/COFINS CCC	(109.520)	(102.784)
	<u>(1.062.634)</u>	<u>(1.157.893)</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Conta de consumo de combustível (CCC)

Fundo criado pela Lei nº 5.899/1973, tinha originalmente como finalidade ratear os custos com os combustíveis utilizados para a geração de energia elétrica nos Sistemas Interligados. Desde 1992, o mecanismo de rateio de custos com combustíveis foi estendido aos sistemas não integrados ao Sistema Interligado Nacional (SIN), chamados de Sistemas Isolados, localizados em sua maior parte na região Norte do Brasil. Por meio da Lei nº 9.648/1998, a CCC passou a considerar também os custos com os empreendimentos que promovam a economicidade atual ou futura para o fundo, conhecidos como sub-rogações. Além disso, essa lei determinou a descontinuidade, ao final de 2005, da cobertura para os Sistemas Interligados.

Com o advento da Lei 12.111/2009 e do Decreto 7.246/2010 foi alterada a sistemática de subvenção de geração de energia nos sistemas isolados. A subvenção pela CCC que até então subsidiava somente os custos com combustíveis, passa a reembolsar a diferença entre o custo total de geração da energia elétrica e a valoração da quantidade correspondente de energia elétrica pelo custo médio da potência e energia comercializadas no Ambiente de Contratação Regulada - ACR, do Sistema Interligado Nacional - SIN.

No custo total de geração de energia elétrica nos sistemas isolados, são incluídos os custos relativos a:

- Contratação de energia e de potência associada;
- Geração própria para atendimento da distribuição de energia elétrica;
- Encargos e impostos;
- Investimentos realizados; e
- Aquisição de combustíveis.

Também se inclui no custo total de geração os demais custos associados à prestação do serviço de energia elétrica em regiões remotas dos Sistemas Isolados, caracterizadas por grande dispersão de consumidores e ausência de economia de escala.

Em dezembro de 2014, a Companhia firmou o termo de confissão parcial e repactuação de dívida com a Eletrobras, gestora da CCC, que reconheceu os reembolsos vencidos até 30 de novembro de 2014 e, em abril de 2015, a Companhia firmou o segundo termo de confissão dos valores, que reconheceu os reembolsos vencidos também até 30 de novembro de 2014.

O saldo credor destes termos em 31 de dezembro de 2017 era de R\$ 5.228.319, deduzidos da parcela da diferença da tarifa do gás no montante de R\$ 2.988.797, provisionados até 31 dezembro de 2017.

16.1 - MOVIMENTAÇÃO DA CONTA DE CONSUMO DE COMBUSTÍVEL - CCC

ATIVO	2017	2016
Saldo anterior	4.381.845	6.121.497
Custo com combustíveis	3.586.303	3.717.559
Compra de energia elétrica	1.187.146	532.061
Custo de geração própria	619.551	520.663
Reembolso ICMS/PIS/COFINS CCC - - Lei 12.111/09	376.674	296.383
(-) Custo do ACR	(1.144.866)	(1.176.017)
(-) Fator de corte	(a) (106.491)	192.431
(+) Atualização monetária	(b) 267.761	1.048.407
(-) Valor recebido da CCC - ISOL	(c) (3.567.523)	(3.494.145)
(-) ICMS recuperado	(471.933)	(394.391)
(-) Contrato de fornecimento de gás - parcela do transporte do gás	(d) (624.479)	(2.364.318)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

(-) Diferença do preço do óleo - Resolução ANEEL 427/2011	(e)	(3.386)	(96.694)
(-) Provisão ANEEL - CCC	(f)	<u>(917.499)</u>	<u>(521.591)</u>
		<u>3.583.102</u>	<u>4.381.845</u>
Circulante		1.198.291	897.600
Não circulante		2.395.465	3.573.069
PASSIVO		2017	2016
Saldo anterior		1.157.893	2.150.828
Reembolso de ICMS CCC - ISOL - Lei 12.111/09		(101.996)	(583.472)
Reembolso PIS/COFINS CCC - ISOL - Lei 12.111/09	(g)	<u>6.736</u>	<u>(409.463)</u>
		<u>1.062.634</u>	<u>1.157.893</u>

a) Fator de corte

Em setembro de 2016 foi revertido o valor registrado com fator de corte no montante de R\$ 192.431 em razão da publicação da Lei 13.299/2016, que autorizou a não aplicação nos reembolsos mensais da Companhia estabelecidos na Resolução Normativa ANEEL nº 427/2009.

Conforme Despacho 607/2017 da ANEEL, o fator de corte relativo a perdas regulatórias em 2017 foi de 2,3%.

b) Atualização monetária

Desde a emissão do Despacho ANEEL nº 2.504/2017, de 16 de agosto de 2017, em que a ANEEL recomendou a CCEE a suspensão dos desembolsos relativos aos CCD, a Companhia optou por não proceder com a atualização monetária do saldo credor.

O montante de R\$ 267.761, refere-se a atualização dos CCD do período de janeiro a julho de 2017.

c) Valor recebido da CCC- Isol

Do total recebido no ano de 2017, a CCEE transferiu diretamente aos fornecedores BR Distribuidora, Cigás e Produtores Independentes de Energia o montante de R\$ 2.286.253 no período corrente (R\$ 2.414.936 em 2016) (Nota 24).

d) Contrato de fornecimento de gás - Diferença de preço da parcela do transporte do gás

O Contrato de fornecimento de gás prevê para a parcela de transporte a modalidade "open book", que se caracteriza pelo reembolso dos custos diretos e indiretos da contratada e a remuneração pelo investimento se dá através de uma taxa fixa a ser aplicada sobre o total dos custos comprovadamente incorridos.

Nesse contexto, após a consolidação de todos os investimentos, os gastos com a construção do gasoduto Urucu-Coari-Manaus deveriam ser apurados pelo Comitê de Revisão da Parcela de

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Transporte e repassado para a parcela de transporte. As variáveis que compunham o preço da parcela de transporte não estavam devidamente consolidadas entre as partes do Comitê, dentre as quais estão incluídos a comprovação de todos os investimentos na construção do gasoduto, taxa de retorno do investimento, aluguel do GLP-Duto Urucu. Diante dessas circunstâncias, praticava-se um valor médio de comercialização.

Diante da controvérsia em função do repasse dos custos do contrato de gás ao fundo CCC, a ANEEL, por sua vez, passou a deliberar sobre essa questão no processo nº 48500.000289/2014-66.

Em 15 de dezembro de 2015, mediante a Resolução Homologatória nº 2.005/2015, a ANEEL homologou o preço da parcela do transporte referente ao gás natural, no valor de R\$ 11,4867 R\$/MMBtu (base dez/2009). Essa decisão no entanto, recebeu recurso da Petróleo Brasileiro e da Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres - ABRACE.

A Agência Nacional de Petróleo - ANP, em 14 de junho de 2016, mediante o Despacho nº 643, retificou a tarifa anteriormente calculada, aprovou e homologou a tarifa aplicável no valor de R\$ 12,0371 R\$/MMBtu (base dez/2009) a qual permite a remuneração de todos os investimentos, custos e despesas atribuíveis à prestação do serviço de transporte duto viário de gás.

Assim, a questão de definição de uma tarifa para o transporte de gás ficou regulada em 18 de outubro de 2016, mediante a Resolução Homologatória nº 2.159/2016, da ANEEL, que fixou o limite, para fins de reembolso pela CCC da parcela transporte do contrato de gás natural entre a AmD e a Companhia de Gás do Amazonas - Cigás, em 12,0371 R\$/MMBtu (base dez/2009) sem impostos, o qual deverá ser aplicado, com as devidas correções, desde o início do faturamento do referido contrato.

O contrato nas cláusulas 8.1.2.1.9.2 "b" e 10.8 tratam da possibilidade de caso o valor praticado provisoriamente for superior ao definido final, a Cigás e a Petróleo Brasileiro deverão devolver para a AmD o valor pago a maior devidamente acrescido dos encargos moratórios.

A Companhia amparada com parecer jurídico nº 204/2016 emitido pelos seus consultores jurídicos externos, entende que em contrapartida à obrigação com o fundo CCC de R\$ 2.988.797 haverá a constituição do direito de ressarcimento junto à Petrobras em igual valor (Nota 24).

e) **Diferença do preço do óleo - Resolução ANEEL nº 427/2011 - Vide Nota 31.2**

f) **Provisão ANEEL - CCC**

As distribuidoras são credoras da CCC, especialmente após 2009, segundo o regime da Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, uma vez que são responsáveis pelo atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica nos Sistemas Isolados.

A partir da Lei 12.783/2013, a CDE ficou responsável por prover recursos para os dispêndios da CCC. Entretanto, deixaram de ser repassados para as distribuidoras recursos suficientes para a cobertura dos subsídios previstos na Lei nº 12.111/2009. Como consequência, as distribuidoras não tiveram condições de efetuar os pagamentos aos seus fornecedores, em especial aqueles responsáveis pelo fornecimento de combustível para a geração de energia do Sistema Isolado.

Para equacionar as dívidas que a CDE possuía com as distribuidoras, foram adotadas providências normativas e estruturais, como a edição do Decreto nº 8.370 (por meio do qual se alterou o art. 36, §§

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

1º a 4º do Decreto nº 4.541, de 23.12.2002) e das Portarias Interministeriais do MME e MF nº 652, de 10 de dezembro de 2014, e 372, de 4 de agosto de 2015, para permitir que fossem repactuados os referidos créditos devidos às distribuidoras, de forma parcelada e compatível com as condições orçamentárias da CDE.

Parte desses créditos servem de lastro para o pagamento das dívidas com fornecedores de combustível que foram repactuadas pelas distribuidoras, em 2014 e 2015, observando o fluxo de pagamento das Portarias Interministeriais MME/MF acima mencionadas.

Os contratos de confissão de dívidas, denominados "CCD", foram previamente autorizados pela legislação aplicável e pela própria ANEEL, sendo o 1º CCD firmado em dezembro de 2014 e o 2º CCD firmado em abril de 2015.

Em 7 de fevereiro de 2017, a ANEEL emitiu a Resolução Homologatória nº 2.202, que aprovou o orçamento para o ano de 2017 da CDE que suspende o repasse de valores que foram previstos nas repactuações estabelecidas pelas Portarias Interministeriais MME/MF números 652/2014 e 372/2015 (denominados "1º e 2º CCD") e a Petrobras Distribuidora S.A. (BR Distribuidora), tendo como garantias os recebíveis da CCC, e garantia fidejussória de sua controladora, a Eletrobras.

O orçamento aprovado pela ANEEL para o ano de 2017, além de reduzir a previsão dos gastos correntes com a CCC/CDE, não contemplou parte dos valores que foram objeto de repactuações estabelecidas pelas Portarias Interministeriais números 652/2014 e 372/2015.

As distribuidoras afetadas ingressaram com pedido de reconsideração, com efeito suspensivo, contra a Resolução Homologatória nº 2.202 e, em 24 de fevereiro de 2017, a ANEEL emitiu o Despacho nº 582, não concedendo o efeito suspensivo interposto pelas distribuidoras, devendo ser o assunto revisto pela Diretoria da ANEEL.

Em 2 de março de 2017, o MME publicou a Portaria nº 81 que prevê na programação da utilização de recursos da CDE, para o ano de 2017, parcela equivalente às prestações mensais a serem pagas entre as competências janeiro e dezembro de 2017, relativas aos CCD firmados até 31 de dezembro de 2016 entre as distribuidoras e a CDE/CCC.

Em 7 de março de 2017, através da Resolução Homologatória nº 2.204, a ANEEL alterou a Resolução Homologatória nº 2.202, de 7 de fevereiro de 2017, incluindo no orçamento atual as parcelas relativas aos CCD.

Após a manifestação da ANEEL, o orçamento de 2017 da CDE/CCC definido na Resolução Homologatória nº 2.204 permaneceu com a redução dos recursos destinados a CDE/CCC referente ao ano de 2017, porém houve a previsão da liberação dos recursos equivalentes às prestações mensais a serem pagas entre as competências janeiro e dezembro de 2017, relacionadas ao 1º e 2º CCD.

Com base nos eventos descritos acima, a Companhia reconheceu provisão para glosas/perdas CCC, considerando as seguintes premissas:

- Valores dos Contratos de Confissão de Dívidas - CCD: inclusão em provisão das parcelas frustradas em 2016, 2017 e as que poderão frustrar até julho/2018;
- Valores Correntes de 2017: análise (mês a mês) dos valores reconhecidos pela empresa versus os valores processados pela CCEE, gestora do fundo CDE, com base nas diferenças apuradas (não recebidas) tem-se as parcelas frustradas (por elemento de custo) dos processamentos correntes referentes ao ano de 2017.

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)**

Considerando a decisão exarada no Despacho ANEEL nº 2.504/17 de 16 de agosto de 2017, que suspendeu os desembolsos dos CCD, a Companhia revisitou a provisão já constituída, adicionando à provisão no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 o montante de R\$ 917.499.

g) Reembolso PIS/COFINS - CCC - ISOL - Lei nº 12.111/2009

Estes valores são apurados considerando a Resolução Normativa ANEEL nº 597, de 17 de dezembro de 2013, a qual em seu art. 1º altera o Art.9º da Resolução Normativa ANEEL nº 427, de 22 de fevereiro de 2011.

No exercício de 2016, houve uma redução em virtude da exigência de estornos do fisco Federal (vide nota 14, "f").

Fiscalização ANEEL

No âmbito do processo de fiscalização e reprocessamento mensal dos benefícios da CCC, pagos à AmD dentre o período de 30 de julho de 2009 a 30 de junho de 2016, a ANEEL divulgou a Nota Técnica nº 52/2017/ANEEL, na qual demonstrou a metodologia e o resultado atinente à respectiva fiscalização. A Nota Técnica 141/2017/ANEEL analisou e por meio do despacho Nº 2.504, de 16 de agosto de 2017 determinou o ressarcimento à CCC no valor de R\$ 2.998.848, atualizados até de 30 de junho de 2017.

Conforme descrito na Nota Técnica 141/2017/ANEEL a ANEEL não dispõe dos memoriais de cálculo que vinculem os desembolsos realizados pela Eletrobras à AmD, não sendo possível determinar com exatidão quais os componentes que justificam o valor maior reembolsado e que deve ser devolvido. Contudo, a análise dos dados concluiu que essa devolução se justifica, em grande medida, pelos seguintes itens: a) Não aplicação pela Eletrobras no reembolso das parcelas *Ship or Pay* e *Take or Pay* do gasoduto Urucu-Manaus da limitação decorrente da máxima capacidade de geração do parque termelétricas a gás natural existente; b) Diferença entre o valor desembolsado pela Gestora para o preço da parcela transporte do gasoduto Urucu - Manaus e aquele homologado pela ANEEL, nos termos da Resolução Homologatória nº2159, de 18 de outubro de 2016;c) Não limitação dos repasses relativos a custos com locação de máquinas e geração própria; d) Não consideração por parte da Eletrobras dos créditos recuperados de impostos.

Cumpra esclarecer que, conforme consignado no corpo da Nota Técnica 141/2017/ANEEL, a mesma é "um documento emitido pelas Unidades Organizacionais e destina-se a subsidiar as decisões da Agência", não existindo, até o momento, nenhuma decisão emanada pela Diretoria da ANEEL que ratifique, total ou parcialmente, a conclusão exarada, logo, não existe ato administrativo que impute obrigação à AmD de ressarcimento ao fundo.

Em 28 de agosto de 2017 a Companhia ingressou com recurso administrativo com o pedido de efeito suspensivo das recomendações exaradas no despacho Nº 2.504, de 16 de agosto de 2017, que encontra-se em análise pela ANEEL.

Cabe ainda ressaltar que já foi protocolado no Mandado de Segurança nº 0026107-81.2012.4.01.3400 em curso, mais de uma petição comunicando o descumprimento por parte da ANEEL das decisões judiciais prolatadas, a fim de intimar à abstenção da prática de atos que visem limitar os reembolsos efetuados a título de CCC, sob pena de multa diária em valor expressivo e/ou prisão da autoridade coatora por descumprimento de ordem judicial.

Esclarece-se que neste momento não estamos diante de decisão liminar que abrange determinado período de aplicação, e sim, de decisão de mérito emanada do Tribunal Regional Federal da 1ª Região

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

que afasta toda e qualquer limitação ao reembolso previsto na Lei nº 12.111/2009, regulamentada pelo Decreto nº 7.246/2010, desde a edição da Medida Provisória nº 466/2009.

Cabe ainda informar da Nota Técnica 188/2017-SFF-SRG/ANEEL, de 27/10/2017, retifica o Despacho 2.504/17, no que diz respeito à apuração do valor a ser ressarcido pela Eletrobras à CCC, referente aos reembolsos dos benefícios pagos de CCC à AmD, no período fiscalizado de 30 de julho de 2009 a 30 de junho de 2016, com alteração do valor para R\$ 2.906.095, atualizado na nata de 30 de junho de 2017.

Assim, pelo contexto exposto e considerando os autos do Mandado de Segurança nº 0026107-81.2012.4.01.3400, a Companhia considera prematuro o provisionamento de qualquer potencial perda relacionada ao processo administrativo em comento.

NOTA 17 - ATIVOS E PASSIVOS REGULATÓRIOS

A Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A -CVA compensa os efeitos financeiros que ocorrem entre as datas de reajustes/revisões da Parcela A, conforme disposto na Portaria Interministerial nº 25, de 24/01/2002, do Ministério de Minas e Energia (MME) e do Ministério da Fazenda (MF).

Estas variações da CVA, da neutralidade dos encargos setoriais e outros componentes financeiros são apuradas por meio da diferença entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Os valores considerados na CVA são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

Os montantes registrados no circulante (ativo e passivo) referem-se tanto aos valores já homologados pela ANEEL quando do reajuste tarifário concluído em novembro de 2017, quanto os montantes registrados como estimativa da formação da CVA a ser homologada no próximo reajuste tarifário (novembro de 2018).

Os saldos desses ativos e passivos financeiros, em 31 de dezembro de 2017, são conforme segue:

DESCRIÇÃO	2017		2016	
	Ativo	Passivo	Ativo	Passivo
Parcela A - CVA				
Encargos de Energia de Reserva - EER	-	-	21.192	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	-	-	1.947	7.865
CDE Energia	19.151	75.097	5.352	-
PROINFA	-	444	14.020	-
Rede básica	-	11.001	-	19.487
Energia Elétrica	183.440	-	32.733	75.805
Outros Itens Financeiros				
Garantias Financeiras na Contratação Regulada de EE (CCEAR)	1.751	-	1.771	-
Neutralidade da Parcela A	66	-	47	-
Diferimento da Parcela B	150.517	-	-	-
Sobre contratação de Energia	398.018	-	-	-
Total - Parcela A e Outros Itens Financeiros	752.943	86.542	77.062	103.157

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Segue abaixo a apresentação dos valores homologados pela Aneel:

	Valores homologados pela ANEEL no último reajuste tarifário	Valores a serem homologados pela ANEEL no próximo reajuste tarifário	Total
Ativo			
Parcela A - CVA			
CDE energia	19.151	-	19.151
Energia elétrica	165.817	17.623	183.440
Outros itens financeiros			
Garantias financeiras na contratação regulada Sobre contratação de energia (a)	1.751	-	1.751
Diferimento da parcela B (a)	398.018	-	398.018
Neutralidade da parcela A	150.517	-	150.517
	66	-	66
Total do ativo	735.320	17.623	752.943
Passivo			
Parcela A - CVA			
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	67.994	7.103	75.097
PROINFA	444	-	444
Rede básica	11.001	-	11.001
Total do passivo	79.439	7.103	86.542

(a) Os valores apesar de reconhecidos no reajuste tarifário do ano corrente, será homologado apenas no exercício seguinte.

Os valores residuais líquidos registrados como valores a receber e devolver de parcela A e outros itens financeiros apresentaram a movimentação no exercício conforme abaixo:

	Ativo Circulante				Saldo em 2017
	Saldo em 2016	Adições	Atualização	Amortização	
Parcela A - CVA					
Encargos de Energia de Reserva - EER	21.192	-	(4.398)	(16.794)	-
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	1.947	(1.934)	(13)	-	-
CDE Energia	5.352	23.827	(793)	(9.233)	19.153
PROINFA	14.020	(2.251)	(1.281)	(10.488)	-
Energia Elétrica	32.733	189.417	8.286	(46.997)	183.439
Outros Itens Financeiros					
Garantias Financeiras na Contratação Regulada de EE (CCEAR)	1.771	2.101	-	(2.121)	1.751
Sobre contratação de Energia (a)	-	398.019	-	-	398.019
Neutralidade - Parcela A	47	79	-	(61)	64
Diferimento da Parcela B	-	150.518	-	-	150.518
	77.062	759.776	1.801	(85.694)	752.943
Passivo Circulante					

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

	Saldo em 2016	Adições	Atualização	Amortização	Saldo em 2017
Parcela A - CVA					
Encargos de Serviços do Sistema - ESS	7.865	71.380	7.924	(12.073)	75.097
Programa de Incentivo a Fontes Alternativas de Energia - PROINFA	-	341	160	(57)	444
Rede Básica	19.487	11.750	(1.257)	(18.978)	11.001
Energia Elétrica	75.805	(73.262)	(2.543)	-	-
	103.157	10.209	4.284	(31.108)	86.542

- a) **Sobre contratação de energia** - De acordo com o art. 22 do Decreto nº 7.246/2010, que regulamentou a Lei nº 12.111/2009, os agentes de distribuição integrados ao SIN não estarão sujeitos aos limites de contratação de que tratam os arts. 24, 36, 38 e 41 do Decreto nº 5.163/2004, nos três anos subsequentes ao da respectiva interligação. Além disso, em seu parágrafo único, foi definido que o custo total de geração correspondente à sobre contratação de energia elétrica, nestes três anos, será considerado no custo total de geração de energia elétrica nos Sistemas Isolados, para fins de reembolso da CCC.
- Desta forma, após a interligação da AmD ao sistema interligado, a qual se deu em maio de 2015, os custos de Sobre contratação de energia nos três anos subsequentes devem ser cobertos pela CCC. Para tanto recomenda-se os que custos ou receitas, até abril de 2018, relativos à liquidação de energia no mercado de curto prazo sejam apurados e alocados no Plano Anual de Custos da CCC.

Além disso, o art. 3º da Resolução Normativa nº 586/2013, estabelece que até a plena interligação do sistema Manaus, a CCEE deve encaminhar mensalmente à Eletrobras o montante de energia transferido via interligação que exceder o montante de energia associado aos Contratos de Compra de Energia no Ambiente Regulado - CCEAR da AmD, valorado ao Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, devendo a Eletrobras considerá-lo no custo total de geração, de que trata o art. 3º da Lei nº 12.111/2009. Portanto, até a interligação plena da AmD ao SIN, a CCC deverá reembolsar a distribuidora pelo custo do montante de energia transferido via interligação que exceder o montante de energia associado aos CCEAR da AmD.

Conforme Nota Técnica nº 329/2017- SGT/ANEEL na apuração da CVA de 2017, o repasse de sobre contratação de energia e exposição ao mercado de curto prazo foi calculado conforme a metodologia contida no Submódulo 4.3 do PRORET, aprovado pela REN nº 703, de 15 de março de 2016.

O resultado no mercado de curto prazo para a distribuidora entre agosto de 2016 e julho de 2017, com base em dados fornecidos pela CCEE, apresenta-se conforme tabela a seguir:

	Valor Atualizado
Antes da interligação (jan/12 - abril/15)	80.924
Nota Técnica 303/2017 -sgt (CVA 2016)	78.452
Recontabilização de carga 2017	1.845
Ajuste CVA 2017	627
Após a interligação (maio/15 - jul/17)	317.095
Sobre contratação CVA 2016	164.816
Sobre contratação CVA 2017	152.279
Total	398.019

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Conforme indicado na Nota Técnica nº 303/2017-SGT/ANEEL, mantem-se a recomendação de que esses valores sejam considerados no resultado do processo fiscalizatório da ANEEL relativo aos reembolsos da CCC para a concessionária.

NOTA 18 - OUTROS ATIVOS

Os diversos créditos classificados no ativo circulante e não circulante apresentam o seguinte perfil:

	2017	2016
Empregados	7.856	7.788
Arrendamentos e aluguéis	3.741	4.113
Adiantamento a fornecedores	24.734	24.449
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	74.999	54.117
Serviços, alienações e dispêndios a reembolsar em curso	36.585	43.717
Desativações em curso	3.558	3.560
Outros devedores diversos	29.650	16.766
Outros devedores - outras partes relacionadas	1.892	2.824
AmGT (a)	49.915	23.943
Serviços de terceiros	-	860
Despesas pagas antecipadamente	8.326	4.669
Materiais destinados a alienações	913	395
(-) PCLD sobre outros créditos	(1.934)	(1.294)
	240.235	185.907

a) Referem-se aos valores a receber da AmGT, decorrentes dos gastos com serviço da dívida, custo de pessoal e materiais e serviços, encargos de transmissão-TUST, encargos de distribuição- TUSD e outros gastos operacionais, que foram pagos pela Companhia em favor da sua Controlada.

NOTA 19 - INVESTIMENTOS

Segue abaixo a movimentação dos investimentos da Companhia:

	2016	Equivalência patrimonial	2017
Eletronorte	15.175	861	16.036
Outras	6	-	6
Terrenos	1.661	-	1.661
Edificações	129	-	129
Máquinas e equipamentos	136	-	136
	17.107	861	17.968

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

	2015	Equivalência patrimonial	Passivo a descoberto	2016
Eletronorte	10.997	4.178	-	15.175
Amazonas Geradora - AmGT	193.544	(351.580)	158.036	-
Outras	6	-	-	6
Terrenos	1.661	-	-	1.661
Edificações	129	-	-	129
Máquinas e equipamentos	136	-	-	136
	206.473	(347.402)	158.036	17.107

A Companhia reconheceu perdas adicionais referentes a sua participação na controlada AmGT na rubrica de Provisão para passivo a descoberto de controlada, no passivo não circulante, uma vez que o saldo do investimento foi reduzido a zero em 30 junho de 2016. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo daquela provisão era de R\$ 446.539 (R\$ 158.036 em 2016).

NOTA 20 - ATIVO FINANCEIRO - CONCESSÕES DE SERVIÇO PÚBLICO

A movimentação dos saldos referentes ao Ativo Financeiro indenizável (Concessão) está assim apresentada:

Descrição	Saldo em 2016	ADIÇÕES	TRANSFERÊNCIAS*	BAIXAS	VNR	Saldo em 2017
Geração	596.232	4.247	(8.813)	(4.607)	(5.863)	581.195
Em serviço	503.442	-	(4.891)	-	(5.863)	492.687
Imobilizado	511.866	-	(5.509)	-	(5.863)	500.494
Obrigações Especiais	(8.424)	-	618	-	-	(7.806)
Em Curso	92.790	4.247	(3.922)	(4.607)	-	88.508
Imobilizado	117.395	4.247	10.227	(4.607)	-	127.262
Obrigações Especiais	(24.604)	-	(14.148)	-	-	(38.752)
Distribuição	1.531.893	85.839	(42.140)	(768)	69.872	1.644.696
Em serviço	849.276	-	205.211	-	69.872	1.124.358
Imobilizado	1.237.753	-	182.637	-	69.872	1.490.261
Obrigações Especiais	(388.477)	-	22.574	-	-	(365.903)
Em Curso	682.617	85.839	(247.351)	(768)	-	520.338
Imobilizado	959.512	260.098	(224.732)	(768)	-	994.109
Obrigações Especiais	(276.894)	(174.258)	(22.619)	-	-	(473.771)
Total	2.128.125	90.086	(50.953)	(5.375)	64.008	2.225.892

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Descrição	Saldo em 2015	ADIÇÕES	TRANSFERÊNCIAS*	VNR	Saldo em 2016
Geração	582.271	24.748	(8.118)	(2.669)	596.232
Em serviço	455.846	-	50.265	(2.669)	503.442
Imobilizado	465.156	-	49.378	(2.669)	511.866
Obrigações Especiais	(9.310)	-	886	-	(8.424)
Em Curso	126.425	24.748	(58.383)	-	92.790
Imobilizado	151.029	24.748	(58.383)	-	117.395
Obrigações Especiais	(24.604)	-	-	-	(24.604)
Distribuição	1.358.743	171.672	(53.479)	54.957	1.531.893
Em serviço	573.650	-	220.669	54.957	849.276
Imobilizado	992.629	-	190.167	54.957	1.237.753
Obrigações Especiais	(418.979)	-	30.502	-	(388.477)
Em Curso	785.093	171.672	(274.148)	-	682.617
Imobilizado	984.085	249.853	(274.427)	-	959.512
Obrigações Especiais	(198.992)	(78.181)	280	-	(276.894)
Total	1.941.014	196.420	(61.597)	52.287	2.128.125

*vide quadro de transferências na nota explicativa nº 16 - Imobilizado

A Prestação do Serviço ocorre nos termos e condições estabelecidos na Portaria MME nº 388, de 26 de julho de 2016, a União (Poder Concedente - Outorgante) regulamenta a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica onde:

- O termo também estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e à melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o operador tem como obrigação, na entrega da concessão, de devolver a infraestrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão.
- Ao final os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao Poder Concedente mediante pagamento de uma indenização; e
- O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido. O preço da tarifa da geração é repassado para a distribuição mediante o valor do ACR.

Com base nas características estabelecidas no termo e condições para a prestação do serviço de distribuição de energia elétrica da Companhia, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (R1) - Contratos de Concessão e da Orientação Técnica OCPC 05 - Contratos de Concessão, a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de geração e distribuição elétrica, abrangendo:

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

- Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente; e
- Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição que estava originalmente representada pelo Ativo Imobilizado da Companhia é recuperada através de duas formas, a saber: (a) consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/vendida) durante o prazo da concessão; (b) indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem este delegar ou licitar.

Essa indenização será efetuada com base nas parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou depreciados, que tenham sido realizados com o objetivo de garantir a continuidade e atualidade do serviço concedido. De acordo com a Lei nº 12.783/2013, o cálculo utilizou como base a metodologia do VNR.

O cálculo do VNR levou em consideração os bens do ativo financeiro em serviço na data base de 31 de dezembro de 2017, atualizado pelo IPCA, apurando um montante líquido de R\$ 64.008.

Em 2017, a Companhia unitizou o montante de R\$ 322.880 de ativos vinculados à concessão.

NOTA 21 - INTANGÍVEL

Com a adoção da ICPC 01 (R1), o valor de ativos fixos tangíveis das concessões e os correspondentes subsídios foram reclassificados para a rubrica de Intangíveis vinculado à concessão - ICPC 01 (R1).

Este grupo é formado pelo intangível vinculado à concessão que corresponde ao direito de uso da concessão (bens do imobilizado os quais foram bifurcados) e os demais direitos que já faziam parte deste grupo e não foram bifurcados (que corresponde à rubrica "Outros"), conforme demonstrado no quadro abaixo:

	2017	2016
Intangível vinculado à concessão	75.932	75.613
Outros	60.084	65.152
	<u>136.016</u>	<u>140.765</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Abaixo está demonstrada a abertura dos valores do intangível em serviço e em curso:

DESCRIÇÃO	31.12.2017				31.12.2016	
	CUSTO	AMORTIZAÇÃO ACUMULADA	OBRIGAÇÕES ESPECIAIS	IMPAIRMENT	VALOR LÍQUIDO	VALOR LÍQUIDO
Em serviço						
Concessão	700.248	(609.444)	(14.873)	-	75.932	23.933
Outros	84.768	(40.939)	-	-	43.829	28.350
	785.016	(650.383)	(14.873)	-	119.761	52.283
Em curso						
Concessão	-	-	-	-	-	51.680
Outros	16.255	-	-	-	16.255	36.802
	16.255	-	-	-	16.255	88.482
	801.271	(650.383)	(14.873)	-	136.016	140.765

No quadro abaixo está demonstrada a movimentação do Ativo Intangível:

MUTAÇÃO DO ATIVO INTANGÍVEL	Saldo em 31.12.16	ADIÇÕES	BAIXAS	*TRANSFERÊNCIAS CUSTO / SERVIÇO	Saldo em 31.12.17
Vinculados à Concessão - Geração	26.299	(13.006)	-	9.365	22.656
Em serviço	23.936	(13.006)	-	11.729	22.656
Ativo Intangível	126.206	8.899	-	12.346	147.451
Amortização acumulada	(101.680)	(22.669)	-	-	(124.349)
Obrigações especiais	(3.213)	-	-	(618)	(3.831)
Amortização das obrigações especiais	2.621	764	-	-	3.385
Em curso	2.363	-	-	(2.363)	-
Ativo Intangível	16.511	-	-	(16.511)	-
Obrigações especiais	(14.148)	-	-	14.148	-
Vinculados à Concessão - Distribuição	49.314	(86.038)	63.612	26.387	53.276
Em serviço	(3)	(86.038)	63.612	75.704	53.276
Ativo Intangível	454.518	-	-	98.278	552.797
Amortização acumulada	(374.326)	(110.768)	-	-	(485.094)
Obrigações especiais	(102.619)	-	-	(22.574)	(125.193)
Amortização das obrigações especiais	86.036	24.730	-	-	110.766
Impairment	(63.612)	-	63.612	-	-
Em curso	49.317	-	-	(49.317)	-
Ativo Intangível	71.936	-	-	(71.936)	-
Obrigações especiais	(22.619)	-	-	22.619	-
Outros Intangíveis	65.152	(4.630)	(372)	(67)	60.084
Administração					
Em serviço	60.643	-	-	24.125	84.768
Amortização acumulada	(32.293)	(8.646)	-	-	(40.939)
Em curso	36.802	4.016	(372)	(24.191)	16.255
Total	140.765	(103.675)	63.241	35.685	136.016

MUTAÇÃO DO ATIVO INTANGÍVEL	Saldo em 2015	ADIÇÕES	TRANSFERÊNCIAS*	Saldo em 2016
-----------------------------	---------------	---------	-----------------	---------------

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

	CURSO / SERVIÇO			
Vinculados à Concessão - Geração	14.764	1.260	10.275	26.299
Em serviço	8.128	1.221	14.587	23.936
Ativo Intangível	99.141	11.593	15.472	126.206
Amortização acumulada	(90.716)	(10.964)	-	(101.680)
Obrigações especiais	(2.326)	-	(885)	(3.213)
Amortização das obrigações especiais	2.029	592	-	2.621
Em curso	6.636	39	(4.312)	2.363
Ativo intangível	20.784	39	(4.312)	16.511
Obrigações especiais	(14.148)	-	-	(14.148)
Vinculados à Concessão - Distribuição	101.991	(119.120)	66.443	49.314
Em serviço	40.298	(121.012)	80.711	(3)
Ativo intangível	343.305	-	111.213	454.518
Amortização acumulada	(300.344)	(73.982)	-	(374.326)
Obrigações especiais	(72.117)	-	(30.502)	(102.619)
Amortização das obrigações especiais	69.454	16.582	-	86.036
Impairment	-	(63.612)	-	(63.612)
Em curso	61.693	1.892	(14.268)	49.317
Ativo intangível	83.800	2.124	(13.988)	71.936
Obrigações especiais	(22.107)	(232)	(280)	(22.619)
Não Vinculados à Concessão	64.542	(2.031)	2.641	65.152
Administração				
Em serviço	53.899	-	6.744	60.643
Amortização acumulada	(27.425)	(4.868)	-	(32.293)
Em curso	38.068	2.837	(4.103)	36.802
	181.297	(119.891)	79.359	140.765

*vide quadro de transferências na nota explicativa nº 22 - Imobilizado

O prazo final da concessão expirou em 7 de julho de 2015, porém, a Portaria MME nº 468, de 4 de dezembro de 2017, designou, a Companhia, como Responsável pela Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica, com vistas a garantir a continuidade do serviço público de energia elétrica na área de concessão do Estado do Amazonas até a assunção de novo concessionário, ou até 31 de julho de 2018, o que ocorrer primeiro (Vide Nota 2).

A ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de geração e distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como uma estimativa razoável/adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil-econômica dos bens.

A Administração da Companhia entende que a amortização do ativo intangível deve respeitar a vida útil-econômica estimada de cada bem integrante do conjunto de bens tangíveis contidos na infraestrutura de geração e distribuição. Assim sendo, esses bens devem ser amortizados de forma linear, respeitando a vida útil de cada um deles, limitada ao prazo de 31 de julho de 2018.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

O valor residual de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro de indenização.

Para o cálculo da amortização dos bens que compõem a infraestrutura é utilizada a taxa média regulatória de 4,63% para a Geração e 3,67% para a Distribuição.

a) Obrigações vinculadas à concessão do serviço público de energia elétrica

As obrigações especiais (não remuneradas) representam as contribuições da União, dos Estados, dos Municípios e dos Consumidores, bem como as doações não condicionadas a qualquer retorno em favor do doador e as subvenções destinadas a investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica na atividade de distribuição.

NOTA 22 - IMOBILIZADO

Os valores registrados neste grupo compreendem os bens de uso administrativo e os ativos, objeto de arrendamento mercantil financeiro. Segue abaixo as rubricas que compõem esse grupo:

	2017			%
	Custo	Depreciação Acumulada	Líquido	
EM SERVIÇO				
Edificações, obras civis e benfeitorias	16.795	(8.376)	8.419	3,33%
Máquinas e equipamentos	91.154	(73.999)	17.155	3,90%
Máquinas e equipamentos - arrendamento financeiro	1.730.922	(680.505)	1.050.417	
Veículos	17.101	(16.617)	484	14,29%
Móveis e utensílios	17.930	(7.754)	10.175	6,25%
Terrenos	894	-	894	
	1.874.796	(787.252)	1.087.544	
EM CURSO				
Edificações, obras civis e benfeitorias	18.186	-	18.186	
Máquinas e equipamentos	53.912	-	53.912	
Veículos	(968)	-	(968)	
Móveis e utensílios	7.670	-	7.670	
Outros	19.068	-	19.068	
	97.868	-	97.868	
Total	1.972.664	(787.252)	1.185.412	
	2016			%
	Custo	Depreciação Acumulada	Líquido	
EM SERVIÇO				
Edificações, obras civis e benfeitorias	13.934	(7.273)	6.661	3,33%
Máquinas e equipamentos	86.448	(69.463)	16.985	4,00%
Máquinas e equipamentos - arrendamento financeiro	1.730.922	(622.807)	1.108.115	3,33%
Veículos	16.371	(15.748)	623	14,29%
Móveis e utensílios	15.224	(6.706)	8.518	6,25%
Terrenos	894	-	894	
	1.863.793	(721.997)	1.141.796	
EM CURSO				
Edificações, obras civis e benfeitorias	20.939	-	20.939	
Máquinas e equipamentos	34.459	-	34.459	
Veículos	(573)	-	(573)	
Móveis e utensílios	6.965	-	6.965	

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Outros	18.656	-	18.657
	80.446	-	80.446
	1.944.239	(721.997)	1.222.243

A movimentação do grupo de contas está demonstrada abaixo:

	2016	ADIÇÕES	TRANSFERÊNCIAS* CUSTO / SERVIÇO	2017
Geração	30.077	2.990	2.173	35.241
Em serviço	35.607	-	-	35.607
Depreciação Acumulada	(28.957)	(610)	-	(29.567)
Em curso	23.427	3.601	2.173	29.201
Administração / Comercialização / Distribuição	84.050	2.609	13.095	99.754
Em serviço	97.264	-	11.003	108.267
Depreciação Acumulada	(70.233)	(6.946)	-	(77.179)
Em curso	57.021	9.555	2.092	68.668
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(2)	-	-	(2)
Arredamento Mercantil - Leasing	1.108.115	(57.698)	-	1.050.417
Arrendamento Mercantil	1.730.922	-	-	1.730.922
Depreciação Acumulada	(622.807)	(57.698)	-	(680.505)
Total	1.222.242	(52.099)	15.268	1.185.412
	Saldo em 2015	ADIÇÕES	TRANSFERÊNCIAS* CURSO / SERVIÇO	Saldo em 2016
Geração	31.584	(1.507)	-	30.077
Em serviço	35.527	-	80	35.607
Depreciação Acumulada	(27.450)	(1.507)	-	(28.957)
Em curso	23.507	-	(80)	23.427
Administração / Comercialização / Distribuição	72.820	28.990	(17.760)	84.050
Em serviço	95.475	-	1.789	97.264
Depreciação Acumulada	(63.206)	(7.027)	-	(70.233)
Em curso	40.553	36.017	(19.549)	57.021
Obrigações Especiais Vinculadas à Concessão	(2)	-	-	(2)
Arredamento Mercantil - Leasing	1.165.812	(57.697)	-	1.108.115
Arrendamento Mercantil	1.730.922	-	-	1.730.922
Depreciação Acumulada	(565.110)	(57.697)	-	(622.807)
Total	1.270.216	(30.214)	(17.760)	1.222.242

A depreciação do ativo imobilizado é calculada pelo método linear, tomando-se por base os saldos contábeis registrados nas respectivas Unidades de Cadastro - UC, conforme determina a Resolução Normativa nº 674, de 11 de agosto de 2015. As taxas anuais estão determinadas na referida Resolução.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Não houve capitalização de juros no exercício de 2017.

Quadro de transferências - Ativo Financeiro - Intangível e Imobilizado

As transferências são realizadas entre os grupos de Ativo financeiro, Intangível e Imobilizado, não somente dentro dos próprios grupos. Desta forma, as transferências devem ser visualizadas no conjunto dos grupos (Ativo financeiro, Imobilizado e Intangível), conforme demonstrado no quadro abaixo:

	2017		
	EM SERVIÇO	EM CURSO	TOTAL
Ativo financeiro concessão	200.319	(251.273)	(50.953)
Intangível - vinculados à concessão	87.433	(51.681)	35.752
Intangível - não vinculados à concessão	24.125	(24.191)	(67)
Imobilizado	11.003	4.265	15.268
	322.880	(322.880)	-

	2016		
	EM SERVIÇO	EM CURSO	TOTAL
Ativo financeiro concessão	270.935	(332.531)	(61.596)
Intangível - vinculados à concessão	95.296	(18.580)	76.715
Intangível - não vinculados à concessão	6.744	(4.103)	2.641
Imobilizado	1.869	(19.629)	(17.760)
	374.843	(374.843)	-

NOTA 23 - ANÁLISE DO VALOR DE RECUPERAÇÃO DE ATIVOS NÃO FINANCEIROS

Para o exercício de 2017, com base nas premissas determinadas e nos resultados dos cálculos efetuados pela Administração da Companhia que apurou um valor presente líquido (VPL) positivo de R\$ 44.872, concluiu-se que não haverá necessidade de registrar perdas na realização de ativos - Impairment conforme demonstrativo abaixo:

Taxa de Desconto (a.a.)	5,92%
Valor Presente dos Ativos até 2017	(681)
Ativo testado (Intangível em serviço)	53.276
Necessidade de Capital de Giro- NCG	(98.829)
Resultado	44.872

As premissas do fluxo de caixa estão alinhadas com o Pronunciamento Técnico CPC 01 - Redução ao Valor Recuperável de Ativos.

As principais premissas utilizadas na elaboração do teste de recuperabilidade realizadas e projetadas foram:

- Fluxo de caixa real (sem inflação);
- Data base do teste 31/12/2017;

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

- Dados de 31/12/2017;
- Período da análise: de 1º de janeiro até 31 de julho de 2018;
- Taxa de desconto: WACC para distribuição calculada pela Eletrobras (5,92%);
- Considerado Capital de giro, sua variação no fluxo de caixa e a sua liquidação no fim do período analisado;
- Não foram considerados novos investimentos na análise;
- Não foram consideradas receitas e despesas financeiras;
- Receita de fornecimento: calculada com base no mercado projetado e tarifa de venda de energia;
- Mercado projetado para 2018 teve como referência o realizado de 2017, adicionado ao crescimento vegetativo de 1% e proporcionalizado para 7 meses de 2018;
- tarifa de venda de energia: ponto de partida o realizado em 2017, mais o efeito médio ao consumidor do último reajuste tarifário, ocorrido em novembro de 2017, cujo efeito na receita acontecerá, em sua grande parte, apenas no ano de 2018. Efeito médio ao consumidor do IRT 2017: 17,13%. Aumento na receita de 2017 em virtude do último reajuste: 1,43%. Aumento na receita de 2018 decorrente do último reajuste: 15,70%;
- Outras receitas: referência à média entre 2014 e 2017, dividido por 12 meses e aplicado aos sete meses de 2018 (multiplicado por sete), assim como o efeito médio, em 2018, do último reajuste tarifário (15,70%);
- Demais itens da receita: referência ao realizado em 2017, dividido por 12 meses e aplicado aos sete meses de 2018 (multiplicado por sete), assim como o efeito médio, em 2018, do último reajuste tarifário (15,70%);
- Deduções da receita: foi utilizada como alíquota incidente sobre as vendas brutas a média entre as alíquotas entre os anos de 2014 e 2017. A segregação entre “Impostos e contribuições sobre a receita” e “P&D e Eficiência Energética” foi proporcionalizada de acordo com o realizado do ano anterior. Assim, o total das deduções da receita ficou em 21,9% das receitas da empresa;
- Encargos setoriais: utilizado o valor do último reajuste tarifário proporcionalizado para 7 meses de 2018;
- Compra de energia: valor calculado com base na quantidade de energia comprada e na tarifa média de compra de energia;
- Quantidade de energia comprada: nível necessário para suprir as vendas de energia projetadas para 2018 e manter o nível de perdas do ano anterior;
- Nível de perdas: mesmo nível das perdas praticadas em 2017;
- Preço médio de compra de energia: teve como referência o preço médio praticado em 2017, corrigido pela contribuição dos itens energia e transporte de energia para o aumento tarifário último reajuste da empresa (8,3%);

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

- Depreciação: referência valor realizado de 2017 proporcionalizado para 7 meses de 2018;
- Itens Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros e Outros: referência valor realizado de 2017, proporcionalizado para 7 meses de 2018;
- Combustível para produção de energia elétrica: média dos últimos quatro anos (2014 a 2017) da proporção do combustível sobre a compra de energia elétrica aplicado na compra de energia;
- CDE-CCC: Referência utilizada foi a participação em 2017 da CCC sobre a soma de combustível e compra de energia aplicado para 2018.

NOTA 24 - FORNECEDORES

As obrigações com fornecedores decorrem da compra de energia elétrica para revenda, da compra de combustíveis e pelo fornecimento de materiais e serviços.

	2017	2016
CIRCULANTE		
Fornecedores de materiais e serviços nacionais (a)	8.197.506	5.937.475
Transferência para passivo não circulante	(3.088.878)	(2.461.012)
Fornecedores - Produtores Independentes	362.388	336.112
Fornecedores de energia AmGT (b)	273.140	159.726
Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE	69.868	33.552
Encargos de uso da rede elétrica	28.473	11.673
Parcelamentos PIES (e)	262.483	-
Parcelamentos Petrobras (c)	1.376.265	801.854
	7.481.245	4.819.380
NÃO CIRCULANTE		
Parcelamentos PIES (e)	146.728	-
Parcelamentos Petrobras (c)	7.618.031	8.055.796
Transferência do passivo circulante	3.088.878	2.461.012
Diferença de preço da parcela do transporte do gás (d)	(2.988.797)	(2.364.318)
Diferença do preço do óleo - Resolução ANEEL 427/2011 (d)	(100.081)	(96.694)
	7.764.759	8.055.796
	15.246.004	12.875.176

A Companhia efetuou pagamentos aos seus fornecedores com recursos oriundos da CCC/CDE, transferidos diretamente do fundo CCC/CDE, no montante de R\$ 2.286.253. Em 31 de dezembro de 2017, a Companhia possui o montante de R\$ 1.641.916 referentes a encargos provisionados e não pagos.

- a) Nesta rubrica estão registradas as transações com fornecimento de bens, materiais e serviços, destacando principalmente, a dívida corrente com a BR Distribuidora S.A. no montante de R\$ 2.640.466 (R\$ 2.275.768 em 2016) e com a Companhia de Gás do Amazonas-Cigás no montante de R\$ 5.286.531 (R\$ 3.484.755 em 2016), referente ao fornecimento de derivados

**NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)**

de petróleo para produção energia elétrica. O acréscimo de R\$ 2.260.031, nessa rubrica, deve-se principalmente aos seguintes fatores:

- Pela incorporação ao principal de encargos contratuais decorrentes do não pagamento aos fornecedores BR Distribuidora e Cigás em virtude da insuficiência de recursos financeiros; e
- Em razão da conclusão dos trabalhos de fiscalização da ANEEL na AmD houve imediata orientação da ANEEL à gestora do Fundo CDE para aplicação de glosas aos reembolsos das despesas de combustível-gás relacionados principalmente ao volume e preço praticados no âmbito contrato de gás resultando em restrição de pagamentos e aumento de 51,70% (R\$ 1.801.776) da dívida com a fornecedora de gás natural.

O contrato entre a Petrobras e a Cigás, com a interveniência-anuência da AmD, cujo objeto é a venda, por parte da Petrobras, e a compra, por parte da Cigás, para fins de geração termoeletrica pela AmD, ou para outro concessionário de geração de energia elétrica ou Produtor Independente de Energia Elétrica - PIE, dispõe, em cláusula específica, que os créditos que a Cigás possui contra a AmD vencidos há mais de quarenta e cinco dias e que sejam objeto de repasse a Petrobras serão cedidos automaticamente a esta, independentemente de qualquer notificação. O valor acumulado até 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 4.755.704.

- b) Esta rubrica representa os contratos com a AmGT de Compra e Venda de Energia - CCVE para a Companhia.
- c) Referem-se a quatro instrumentos particulares de confissão de dívida e respectivos parcelamentos firmados com a BR Distribuidora, relativo ao fornecimento de produtos derivados de petróleo, um assinado em 30/07/2012, cujo saldo devedor atualizado é de R\$ 99.432 e três assinados em 31/12/2014, nos respectivos montantes i) Contrato I no montante de R\$ 3.257.366, cujo saldo devedor atualizado é de R\$ 4.019.200; ii) Contrato II no montante de R\$ 2.925.921, cujo saldo devedor atualizado é de R\$ 3.616.581 e iii) Contrato III no montante de R\$ 1.018.441, cujo saldo devedor atualizado é de R\$ 1.258.843. Os instrumentos preveem amortização em 120 (cento e vinte) parcelas mensais e sucessivas, pela variação pro rata dia, considerado desde a data da assinatura do contrato até a data do seu respectivo vencimento, sendo que o vencimento da primeira parcela foi em 20/02/2015 e a última parcela em 30/01/2025.
- d) Foi constituído um direito de ressarcimento junto à Petrobras, referente a diferença da tarifa do transporte do gás. Maiores detalhes, vide Nota 16, item "d".
- e) Vide Nota 31, item c.

NOTA 25 - EMPRÉSTIMOS

a) Composição:

Origem	Encargos Financeiros anuais (%)	2017				2016			
		Circulante		Não Circulante	Total	Circulante		Não Circulante	Total
		Encargos	Principal			Encargos	Principal		
RGR	7	1.142	15.873	29.937	46.952	1.697	19.329	40.816	61.842
RGR	7,00 + CRC1	2.342	29.660	11.793	43.795	4.691	58.852	25.472	89.015

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

RO - BIRD	IPCA	2.046	5.182	169.370	176.598	2.279	-	110.452	112.731
RO	CDI	3.110	226.326	1.219.992	1.449.427	825	-	1.245.863	1.246.688
RO - BIRD	Selic + Spread	50	735	303	1.088	65	562	821	1.448
RGR	Selic	1.476	-	874.205	875.681	242	-	475.257	475.499
RGR - CCEE	Selic	-	-	487.655	487.655	-	-	-	-
		10.166	277.776	2.793.256	3.081.198	9.799	78.743	1.898.681	1.987.223

¹ Comissão de reserva de crédito 1% (um por cento) ao ano calculada sobre o saldo não desembolsado do crédito

b) A composição do principal dos empréstimos em não circulante tem seus vencimentos assim programados:

	2017	2016
2018	-	235.800
2019	722.593	234.023
2020	725.148	232.884
2021	719.813	227.549
2022	262.579	224.268
2023	260.362	267.795
Após 2023	102.761	476.362
	2.793.256	1.898.681

c) A movimentação dos empréstimos é como segue:

	2017		2016	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Saldo no início do exercício	88.542	1.898.681	141.777	1.185.389
Empréstimos obtidos (i)	-	853.789	-	506.655
Transferência AmGT	-	-	(126)	-
Transferências entre circulante e não circulante	256.581	(256.581)	(20.294)	20.294
Encargos financeiros provisionados	32.582	283.746	42.844	185.279
Encargos Incorporados	-	13.622	-	1.064
Encargos financeiros pagos	(32.141)	-	(32.924)	-
Amortização de empréstimos	(57.623)	-	(42.735)	-
Saldo no final do exercício	287.942	2.793.256	88.542	1.898.681

(i) A Companhia realizou atividade operacional não envolvendo caixa neste período no valor de R\$ 57.981 (R\$ 8.368 em 31 de dezembro de 2016) referente as liberações de recursos dos financiamentos do programa Energia + pagos pela Eletrobras diretamente aos fornecedores.

Do montante de R\$ 853.789, a Companhia recebeu de janeiro a abril de 2017 recursos RGR da Eletrobras no valor de R\$ 311.004 e R\$ 57.981 de financiamento do programa Energia +. Com a transferência da administração dos fundos setoriais para a CCEE, a Controladora deixou de aportar recursos na Companhia, que passou a obter empréstimos com recursos da RGR via CCEE a partir de maio de 2017 totalizando um montante de R\$ 484.804 no exercício de 2017.

d) Cláusulas contratuais restritivas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Os contratos de empréstimos da Eletrobras possuem cláusulas que requerem comprovação integral dos recursos de qualquer parcela no prazo de até 6 (seis) meses, contados a partir da data da liberação do recurso, ou a verificação, pela Eletrobras, da sua aplicação indevida, desde que, no prazo de 72 (setenta e duas) horas, contados da simples comunicação. O descumprimento das condições mencionadas poderá implicar na rescisão do contrato e conseqüente vencimento antecipado das dívidas. Em 31 de dezembro de 2017 não há inadimplência da Companhia em relação a essa cláusula. Conforme resolução normativa nº 748, de 29 de novembro de 2016 da Aneel a CCEE, deverá exigir a constituição de garantias por meio de recebíveis das designadas e de eventual indenização pela extinção da concessão para assegurar a amortização do empréstimo RGR, estando previamente autorizadas a constituição dessas garantias pelas designadas.

NOTA 26 - ARRENDAMENTO MERCANTIL

Período	Taxa	Taxa do período	Circulante	Não circulante	Total
2017	IGPM	0,50	145.324	932.496	1.077.820
2016	IGPM	5,78	136.662	1.032.842	1.169.504

a) A movimentação dos arrendamentos financeiros é como segue:

Saldo em 2016	1.169.504
Atualização monetária	320.060
(-) Amortizações	<u>(411.744)</u>
Saldo em 2017	<u>1.077.820</u>
Saldo em 2015	1.252.155
Atualização monetária	303.382
(-) Amortizações	<u>(386.033)</u>
Saldo em 2016	<u>1.169.504</u>

b) A conciliação entre o total dos pagamentos mínimos futuros do arrendamento financeiro da Companhia e o seu valor presente, está demonstrada no quadro abaixo:

	2017	2016
Menos de um ano	209.226	212.698
Mais de um ano e menos de cinco anos	836.902	836.902
Mais de cinco anos	505.629	714.854
Encargos de financiamentos futuros sobre os arrendamentos financeiros	<u>(473.937)</u>	<u>(594.949)</u>
Total de pagamentos mínimos de arrendamento financeiro	<u>1.077.820</u>	<u>1.169.504</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

NOTA 27 - CONTRATOS ONEROSOS

	2017	2016
Prestação do serviço de distribuição (a)	-	758.722
CCVE - UTE Aparecida (b)	-	53.972
	<u>-</u>	<u>812.694</u>

- a) A Companhia reverteu o valor registrado em 2016 do contrato oneroso do excedente do *impairment* considerando que houve a realização das despesas e dos custos provisionados.
- b) Houve o restabelecimento do fornecimento de gás para a UTE Aparecida e UTE Mauá Bloco III. Conseqüentemente, no primeiro trimestre de 2017 ocorreu a reversão de provisão de contrato oneroso no valor de R\$ 53.972.

NOTA 28 - TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

	2017	2016
Imposto de renda	7.775	576
Tributos federais a recolher - MP 135/03	36.240	66.155
FGTS	2.217	2.082
ISS	8.641	8.142
INSS	3.678	8.940
ICMS	6.314	7.078
Outros	492	460
	<u>65.357</u>	<u>93.433</u>

NOTA 29 - OBRIGAÇÕES ESTIMADAS

	2017	2016
Encargos Sociais - INSS	6.694	6.459
Encargos Sociais - FGTS	2.047	1.967
SESI/SENAI/FNDE	676	611
Provisão de Férias	13.393	12.901
Provisão - Gratificação de Férias	12.192	11.738
Folha de Pagamento	18.578	8.622
	<u>53.580</u>	<u>42.298</u>

NOTA 30 - OUTROS PASSIVOS

	2017		2016	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Obrigações com controladas (a)	129.825	12.635	88.633	12.635
Credores Diversos	9.096	-	1.455	-

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Multas Ambientais	400	-	400	-
Juros de Empréstimo Compulsório - ELETROBRÁS	715	-	715	-
Contribuição de Iluminação Pública Arrecadada	9.295	-	9.091	-
Pesquisa & Desenvolvimento - P&D (b)	23.992	16.143	21.057	15.514
Programa de Eficiência Energética - PEE (c)	53.554	32.605	36.123	35.121
Cauções em garantia	895	-	327	-
Parcelamentos Aneel	17.977	-	-	-
Outros	7.746	-	2.270	-
	253.495	61.383	160.071	63.270

a) Obrigações com Coligadas/Controladas/Controladoras

	31.12.2017		31.12.2016	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
Eletrobras - PIEs (*)	111.800	12.635	-	12.635
Eletrobras - Diversos	245	-	-	-
Eletronuclear - Energia comprada	4.474	-	-	-
Eletrobras - valores CDE a devolver	-	-	2.258	-
Eletronorte - Sistema de transmissão	2.608	-	2.940	-
Eletronorte - Diversos	801	-	-	-
CHESF - Sistema de transmissão	2.615	-	1.139	-
CERON - Diversos	1.387	-	1.431	-
Boa Vista Energia - Cessão de funcionários	-	-	10	-
Eletoacre - Energia comprada	1.964	-	75.582	-
Eletoacre - Diversos	294	-	-	-
Eletrosul - Sistema de transmissão	655	-	4.187	-
Furnas - Sistema de transmissão	2.981	-	1.087	-
	129.825	12.635	88.633	12.635

(*) Refere-se a dívida dos contratos de garantia de suprimento de energia junto aos PIEs, pagos pela Eletrobras, por ser a garantidora do contrato.

b) Programas de Pesquisa e Desenvolvimento - P&D e Programa de Eficiência Energética - PEE

A Lei n.º 9.991, de 24 de julho de 2000, dispõe sobre a realização de investimentos em pesquisa e desenvolvimento e em eficiência energética por parte das Companhias concessionárias, permissionárias e autorizadas do setor de energia elétrica.

A Companhia reconheceu o passivo relacionado aos valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional Líquida), mas ainda não aplicados nos Programas de Eficientização Energética - PEE e Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, atualizados mensalmente, a partir do 2º mês subsequente ao seu reconhecimento até o momento de sua efetiva realização, com base na Taxa SELIC, conforme as Resoluções ANEEL n.º 300/2008 e 316/2008.

c) Programa de Eficiência Energética - PEE

A Companhia reconheceu o passivo relacionado a valores já faturados em tarifas (1% da Receita Operacional Líquida), mas ainda não aplicados nos Programas de Eficientização Energética - PEE e Pesquisa e Desenvolvimento - P&D, atualizados mensalmente, a partir do 2º mês subsequente ao seu

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

reconhecimento até o momento de sua efetiva realização, com base na taxa SELIC, conforme as Resoluções ANEEL nº 300/2008 e 316/2008.

NOTA 31 - PROVISÕES PARA CAUSAS JUDICIAIS E DEPÓSITOS JUDICIAIS

a) Composição:

	2017		2016	
	Provisão para Causas Judiciais	Depósitos Judiciais	Provisão para Causas Judiciais	Depósitos Judiciais
Trabalhista	123.046	207.139	55.039	160.052
Cíveis	834.664	58.861	1.239.579	159.441
Tributárias	224.954	12.516	213.203	-
Multas ANEEL	90.556	105.376	122.892	93.139
Outros	-	216	-	1.098
	1.273.220	384.108	1.630.713	413.730

b) Natureza das causas:

A Companhia é parte envolvida em processos trabalhistas, cíveis, tributários e outros em andamento, e está discutindo essas questões tanto na esfera administrativa quanto na judicial, as quais, quando aplicáveis, são amparadas por depósitos judiciais. As provisões para as eventuais perdas decorrentes desses processos são estimadas e atualizadas pela Administração, amparada na opinião de seus consultores jurídicos externos.

A natureza das obrigações pode ser sumariada como segue:

- Trabalhistas - consistem em ações movidas por empregados do quadro próprio e de empresas prestadoras de serviços, vinculadas a questões ligadas às relações de trabalho e emprego.
- Cíveis - A Companhia é parte em diversas ações cíveis, ligadas à relação de consumo, relativas às indenizações por danos morais e materiais decorrentes, principalmente, de irregularidades na medição do consumo e cobranças indevidas durante o curso normal dos negócios, além de ações que têm por objeto ação de cobrança de valores decorrentes de reequilíbrio ou reajuste de contratos.
- Tributárias - os principais processos tributários envolvem compensações não homologadas de PIS e COFINS, cobranças de contribuição previdenciária indevida, autuações pela escrituração extemporânea de créditos de ICMS, exigência de estorno de crédito de ICMS sobre perdas de energia, aproveitamento de créditos de ICMS em razão dos subsídios da CCC, cobrança de ISS sobre serviços acessórios do serviço de distribuição de energia elétrica, cobranças de salário-educação de empregados, ITR sobre área alagada por hidroelétrica, pedido de devolução de PIS e COFINS pagos a maior em face de inconstitucional majoração de base de cálculo, além de execuções fiscais diversas e

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

processos em que os consumidores buscam ressarcimento da taxa da iluminação pública ou da COSIP paga.

c) Movimentação dos saldos:

A movimentação da provisão para contingências está demonstrada a seguir:

	Saldo em 2016	Adições	Reversões/ Baixas	Atualizações	Transferências	Saldo em 2017
Trabalhistas	55.040	117.334	(21.151)	14.350	(42.527)	123.046
Cíveis	1.239.579	32.826	(184.109)	148.430	(402.062)	834.664
Tributárias	213.203	-	(984)	12.737	-	224.956
Multas ANEEL	122.891	866	(48.230)	15.028	-	90.555
	1.630.713	151.026	(254.474)	190.545	(444.589)	1.273.221

	Saldo em 2015	Adições	Reversões/ Baixas	Atualizações	Transferências	Saldo em 2016
Trabalhistas	70.697	11.435	(35.230)	8.138	-	55.040
Cíveis	162.929	529.424	(30.208)	461.634	115.800	1.239.579
Tributárias	2.610	130.471	(270)	80.392	-	213.203
Multas ANEEL	79.902	52.986	(24.780)	14.783	-	122.891
	316.138	724.316	(90.488)	564.947	115.800	1.630.713

Cíveis

Dentre o saldo de 184.109 mil de reversões/baixas das causas cíveis em 2017, principalmente no montante de R\$ 51.627 mil referente condenação nos autos do processo mantido por J M Engenheiros Consultores Ltda.

Transferências

Do montante de R\$ 402.062, o valor de R\$ 388.659 refere-se a transferência para parcelamento dos acordos que foram firmados em face dos PIEs terem logrado êxito em ações judiciais em desfavor da Companhia, que por indisponibilidade de liquidez, motivou uma negociação nos autos dos processos para realizar o pagamento parcelado.

Tributárias

Trata-se de oito autos de infração (SEFAZ-AM), sendo 6 da AmD (2003-2008) e 2 da extinta CEAM (2006-2007), num total de R\$ 1.631.150. A Companhia obteve parecer jurídico de seus assessores externos, onde foi considerado como perda provável apenas a parcela do principal e multa sobre as perdas não regulatórias do período de novembro de 2005 a dezembro de 2008, que atualizados em 31 de dezembro de 2017 equivalem a R\$ 224.956 (R\$ 213.203 em 31 de dezembro de 2016), e para o restante do valor foi considerado como risco de perda possível (menor que 50%).

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Os autos de infração foram lavrados para cobrança do valor dos créditos de ICMS que deixaram de ser estornados pela Companhia, em virtude de perdas técnicas e comerciais na transmissão e distribuição de energia elétrica.

Nas defesas da Companhia, a tese sustentada é de que a legislação somente pode exigir o estorno das perdas extraordinárias à atividade, uma vez que as perdas ordinárias, por serem previsíveis, integram o preço da mercadoria vendida e portanto, majoram a tributação pelo ICMS.

Alega-se também que no caso específico da energia elétrica, a legislação prevê expressamente que as perdas, sejam elas técnicas ou comerciais, devem compor o valor da tarifa, sendo, assim, inerentes à atividade, de modo que a exigência de estorno não se justificaria.

Classificam como risco de perda possível as perdas comerciais reconhecidas na tarifa (a SEFAZ entende que apenas as perdas técnicas seriam inerentes à atividade, posicionamento idêntico à RFB - Solução de Consulta nº 17 - COSIT).

d) Outras informações:

Quantidade de processos judiciais em 2017

	<u>Provável</u>	<u>Possível</u>	<u>Remota</u>	<u>Total</u>
Trabalhistas	586	2.196	1.313	4.095
Cíveis	1.292	3.332	349	4.973
Tributárias	6	7	351	364
	1.884	5.535	2.013	9.432

Quantidade de processos judiciais em 2016

	<u>Provável</u>	<u>Possível</u>	<u>Remota</u>	<u>Total</u>
Trabalhistas	298	1.868	533	2.699
Cíveis	410	3.284	56	3.750
Tributárias	13	34	52	99
	721	5.186	641	6.548

	<u>2017</u>		<u>2016</u>	
	<u>Possíveis</u>	<u>Remotas</u>	<u>Possíveis</u>	<u>Remotas</u>
Trabalhistas	273.367	193.950	339.248	124.768
Cíveis (a)	15.356.536	135.419	11.680.031	10.919
Tributárias (b)	1.051.748	1.250.614	1.989.623	428.221
Total	16.681.651	1.579.983	14.008.902	563.908

(a) Do montante de R\$ 15.356.536, o processo mais relevante é a ação civil pública impetrada pela Associação Nacional dos Consumidores - ANDECO contra todas as Concessionárias de Energia Elétrica do país, referente prevenção e reparação de danos difusos contra consumidores, com pedido de liminar para que as empresas não cobrem nas faturas de energia dos consumidores, as perdas demandadas, mesmo que por rateio, assim como as perdas experimentadas por erro de faturamento

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

ou de medição, furtos e fraudes do período de 2010 a 2014. A ANDECO pleiteia também a anulação de todas as Resoluções da ANEEL que permitam a cobrança e a inclusão nas faturas de valores cobrados de perdas não-técnicas e técnicas. O valor da ação é de R\$ 27.079.631, porém o valor cobrado à AmD é de R\$ 12.670.272 atualizado até Dezembro de 2017 (R\$ 10.984.928 em dezembro de 2016). A autora alega que, inobstante haver autorização da ANEEL, a cobrança rateada de valores de perdas não técnicas (fraudes, furtos, erros de medição, faturamento e fornecimento sem medição) é indevida e que, portanto, deverão as distribuidoras serem condenadas a ressarcir aos consumidores regulares, em dobro (dobra legal), os valores cobrados no período de 2010 a 2014, conforme seus respectivos balanços. Pleiteia, ainda, a anulação de todas as Resoluções da ANEEL que permitam a cobrança e inclusão nas faturas dos valores cobrados de perdas não técnicas.

Requeru também o pedido liminar para suspender a cobrança, assim como as Resoluções da ANEEL que a permitem, todavia, o pedido foi indeferido. A Magistrada determinou a intimação da ANEEL quanto ao interesse para integrar a lide, a qual se manifestou positivamente, ensejando, por via de consequência, no declínio de competência e na redistribuição do efeito à Justiça Federal.

Em 8 de agosto de 2016, houve a redistribuição dos autos à 21ª Vara Federal de Brasília com despacho inicial mantendo os atos até então praticados na esfera cível e determinando a intimação da ANEEL e da União para apresentação de defesa, com posterior réplica autoral.

Outra a ser levada em consideração é a ação de cobrança da Petrobras no valor de R\$ 1.693.766.219, cujo montante atualizado em dez/17 é de R\$ 2.186.531 e refere-se a ação de cobrança pelo fornecimento de gás para a geração de energia.

(b) Refere-se a processos de tributos federais, estaduais e municipais que se encontram na esfera administrativa, destacando-se entre os principais:

- i) Secretaria de Estado da Fazenda do Amazonas - SEFAZ, com trinta e três processos, no montante de R\$ 2.552.996 (R\$ 1.661.377 em 2016) impetrados pela cobrança de valores de créditos de ICMS aproveitados pela Companhia em vários exercícios, cujo custo efetivo não foi pela Companhia suportado, em razão dos subsídios recebido da CCC e outros créditos de ICMS que deixaram de ser estornados pela Companhia em virtude de perdas técnicas e comerciais na distribuição de energia elétrica.
- ii) Cinco processos no montante de R\$ 291.503 (R\$ 46.603 em 2016) referentes a autos de infração lavrados em virtude de supostas diferenças no recolhimento da COFINS, PIS e ISS de vários períodos.
- iii) Um processo da Associação Brasileira Consumidores Água Energia Elétrica (ASSOBRAEE) no valor de R\$ 90.134 (R\$ 83.490 em 31 de dezembro de 2016) referente à Ação civil pública visando declarar a nulidade da Portaria nº 45/86 do extinto Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica (DNAEE), bem com pedido de restituição de todas as quantias cobradas pela Companhia com base nessa majoração de março a novembro de 1986.
- iv) Um processo (AmD x ANEEL) no valor de R\$ 113.046, referente a ação ordinária visando à recomposição financeira, por meio de reajuste tarifário, das perdas incorridas pela empresa em decorrência do método de devolução do PIS e da COFINS embutidos na tarifa determinado pela ANEEL, bem como a anulação do auto de infração nº 075/2008-SFF.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

NOTA 31.1 - CONTRATO DE FORNECIMENTO DE GÁS - CIGÁS

No que tange aos montantes de cobertura da CCC referente aos custos de geração da AmD, existe a possibilidade da não neutralidade do contrato de gás devido ao Despacho ANEEL nº314, de 02 de fevereiro de 2016 que fixou a quantidade de gás natural a ser reembolsada pela CCC em 2016 em patamar inferior à Quantidade Diária Contratada ("QDC") de 5.420.000 m³/dia conforme estabelecido no contrato de compra e venda de gás natural entre a AmD e a Cigás/Petrobras.

Em 2017 a ANEEL através da Resolução Homologatória nº2.202, de 7 de março de 2017, que aprovou o orçamento anual da CDE para o ano de 2017, manteve a mesma limitação do reembolso referente ao volume de gás no patamar de 2016. A Companhia ingressou com pedidos de reconsideração junto à ANEEL em face das limitações orçamentárias, que estão pendentes de apreciação.

No entanto, em relação à limitação do reembolso do volume, a Companhia avalia como baixo o risco de materialização do desembolso financeiro, pois entende que a ANEEL não pode criar dispositivo que limita a cobertura do reembolso dos custos com geração definidos pela Lei 12.111/2009 e reforçados pela Lei 13.299/2016. Adicionalmente existe decisão favorável proferida em Segunda Instância em caso análogo a qual garante a Companhia o integral reembolso dos custos de geração, afastando os efeitos das limitações impostas. Em última instância, a Companhia entende que na improvável hipótese de prevalecer a limitação imposta pela ANEEL no reembolso do Volume do Gás, haveria um desequilíbrio econômico-financeiro passível de revisão do contrato de gás em referência ou ainda revisão do Preço do Gás pela ANP de forma a compensar tal desequilíbrio.

O montante envolvido na limitação do reembolso referente ao volume de gás em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 2.988.797 (R\$ 2.364.318 em 31 de dezembro de 2016).

NOTA 31.2 REEMBOLSO ÓLEO - RESOLUÇÃO HOMOLOGATÓRIA ANEEL Nº 427/2011

Com o advento da Medida Provisória nº 466/2009, posteriormente convertida na Lei 12.111/2009, a legislação setorial passou a dispor que a CCC passaria a reembolsar não apenas o custo total do combustível mas ainda todo o custo da geração de energia nos sistemas isolados, deduzido do custo médio da energia apurado para o ambiente regulado. Ao regulamentar a Lei nº 12.111/2009, o Decreto nº 7.246/2010 novamente não impôs ou estabeleceu qualquer limitação quanto ao reembolso integral previsto.

Contudo, ao regulamentar a Lei nº 12.111 de 2009 e o Decreto nº 7.246, de 2010, a Resolução Normativa ANEEL nº 427/2011 estabeleceu limitações ao reembolso dos custos de aquisição com combustíveis estabelecendo um preço de referência.

A Companhia entende que é direito líquido e certo o reembolso integral da CCC, sem qualquer limitação, nesse sentido fez-se necessário impetrar um Mandado de Segurança, a fim de garantir o reembolso previsto na Lei 12.111/2009, sem qualquer limitação.

Mediante a referida ação judicial, foi proferida decisão em segunda instância a qual garante a Companhia o integral reembolso dos custos de geração, afastando os efeitos da Resolução Homologatória ANEEL nº 427/2011. Com isso, vige atualmente decisão que concedeu a segurança pleiteada, no sentido de assegurar o reembolso integral dos custos referentes ao consumo de combustíveis sem qualquer limitação.

A Companhia entende que é baixo o risco de perda do litígio em virtude da decisão já proferida, decisão está reforçada pela Lei 13.299/2016, que trouxe o benefício de prover recursos para o pagamento dos reembolsos das despesas de aquisição de combustível incorridas até 30 de abril de 2016 pelas concessionárias titulares das concessões que trata a Lei 12.111/2009, comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da referida Lei.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Nesse sentido, têm-se ainda a Nota Técnica ANEEL nº 331/2016 de 12 de setembro de 2016, que em seu item III. 2 - "Alterações na CCC", dispõe que há necessidade de adequações da Resolução Normativa 427/2011 em virtude da Lei nº 13.299/2016:

III.2 Alterações na CCC

17. Em virtude da publicação da Lei nº 13.299, de 21/6/2016, a qual alterou, dentre outros, dispositivos da Lei nº 12.111, de 9/12/2009, há que se adequar o ato normativo da ANEEL que disciplina a gestão e o processamento da CCC.

18. Assim, em vista à Resolução Normativa nº 427/2011, identifica-se a seguir os pontos a serem revistos. Em primeiro lugar e apresentando-se como item de maior impacto econômico e financeiro nas distribuidoras beneficiadas, cita-se o art. 3º da Lei nº 13.299/2016, o qual prevê o reembolso das despesas comprovadas, porém não reembolsadas por força das exigências de eficiência econômica e energética de que trata o § 12 do art. 3º da Lei nº 12.111/2010, incluindo atualizações monetárias, até 30/4/2016.

Sendo assim, e considerando que a Lei 13.299/2016 garante o reembolso integral do custo com combustíveis até 30 de abril de 2016, a Companhia registrou a provisão de R\$ 100.081 referente ao valor estimado em litígio sobre a diferença do preço do óleo até dezembro de 2016, a partir de janeiro de 2017 o preço praticado estava abaixo ao preço de mercado, por este motivo não houve atualização da provisão para o ano de 2017.

NOTA 31.3 - RISCO TRIBUTÁRIO RELACIONADO AO PIS/COFINS SOBRE REEMBOLSO CCC/CDE

A Companhia possui riscos de natureza tributária relacionados ao PIS/COFINS sobre o reembolso CCC/CDE que não estão provisionados, pois envolve risco de perda classificado pela Administração e seus consultores jurídicos como possível.

A CCC/CDE é um encargo do setor elétrico brasileiro pago por todas as concessionárias de distribuição e de transmissão de energia elétrica, de forma a subsidiar os custos anuais de geração em áreas ainda não integradas ao Sistema Interligado Nacional - SIN, chamadas de Sistemas Isolados.

Neste contexto, a conta CCC/CDE tem a finalidade de custear as despesas da AmD com a aquisição de insumos (combustível líquido e gasoso), aquisição de energia para revenda (Produtores Independentes), entre outros gastos usuais. O valor repassado pela CCC/CDE corresponde ao excedente apurado em relação ao Custo Total de Geração (CTG) e a quantidade gerada valorada pelo preço médio da potência e energia negociado no Ambiente de Contratação Regulada (ACR), cujo montante apurado é reembolsado pela CCC/CDE e contabilizado como recuperação de despesa não caracterizando-se como uma subvenção e conseqüentemente não é uma receita operacional, não sendo, portanto, base de cálculo do PIS/Pasep e da COFINS.

Embora nenhum passivo tenha sido reconhecido por não ser provável uma saída de recursos, caso as autoridades fiscais imputem a cobrança dos referidos tributos, a Administração da Companhia estima que o risco relativo aos últimos cinco exercícios fiscais totalize R\$ 716.932, considerado apenas o principal, sem multas e outros encargos.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

NOTA 32 - COMPROMISSOS OPERACIONAIS DE LONGO PRAZO

Os compromissos de longo prazo da Companhia, relacionados a contratos de compra de energia elétrica, combustível e gás são:

		31/12/2017					
Gerador da Energia		Breitener Tambaqui	Breitener Jaraqui	Rio Amazonas Energia S.A	Cia Energética Manauara	GERA	Total
2019	Volume MW	525.600	525.600	569.400	525.600	525.600	2.671.800
	Preço MWh	0,30	0,30	0,29	0,27	0,28	0,29
	Total	156.483	156.644	164.797	140.611	146.671	765.072
2020	Volume MW	527.040	527.040	570.960	527.040	527.040	2.679.120
	Preço MWh	0,31	0,31	0,30	0,28	0,29	0,30
	Total	164.757	164.927	173.511	148.046	154.426	805.526
2021	Volume MW	525.600	525.600	569.400	525.600	525.600	2.671.800
	Preço MWh	0,33	0,33	0,32	0,29	0,31	0,32
	Total	172.522	172.700	181.689	155.024	161.705	843.492
2022	Volume MW	525.600	525.600	569.400	525.600	525.600	2.671.800
	Preço MWh	0,34	0,35	0,34	0,31	0,32	0,33
	Total	181.148	181.336	190.773	162.775	169.790	885.666
2023	Volume MW	525.600	525.600	569.400	525.600	525.600	2.671.800
	Preço MWh	0,36	0,36	0,35	0,33	0,34	0,35
	Total	190.206	190.402	200.312	170.914	178.279	930.113
Após 2023	Volume MW	704.160	704.160	787.800	727.200	727.200	3.650.520
	Preço MWh	0,38	0,38	0,37	0,34	0,36	0,37
	Total	267.565	267.841	291.001	248.293	258.993	1.333.694
Prazo Final do Contrato		04/05/2025	04/05/2025	20/05/2025	20/05/2025	20/05/2025	

A variação em alguns preços MWh é referente a diferença de ajuste sobre a potência contratada, a revisão do contrato junto aos PIES e o preço da Potência. O preço final é resultado da divisão do total das faturas pela potência utilizada (potência contratada x horas do dia x dias do mês).

No quadro abaixo está demonstrado os compromissos de longo prazo referente ao contrato com a Companhia de Gás do Amazonas - CIGÁS (dados contratuais):

		31.12.2017
2019	Volume 1.000 m3	1.978.300
	Preço R\$/ m3	1,71
	Total Mil R\$	3.389.790
2020	Volume 1.000 m3	1.983.720
	Preço R\$/ m3	1,79
	Total Mil R\$	3.552.036
2021	Volume 1.000 m3	1.978.300

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

	Preço R\$/ m3	1,87
	Total Mil R\$	3.701.736
2022	Volume 1.000 m3	1.978.300
	Preço R\$/ m3	1,96
	Total Mil R\$	3.868.314
2023	Volume 1.000 m3	1.978.300
	Preço R\$/ m3	2,04
	Total Mil R\$	4.042.388
Após 2023	Volume 1.000 m3	13.680.080
	Preço R\$/ m3	2,14
	Total Mil R\$	29.211.293
Prazo Final dos Contratos:		31/11/2030

* O volume é referente à quantidade contratada diariamente (5.420.000) x quantidade de dias no ano (365/366).

O preço apresentado refere-se a média do preço do gás natural acordado em contrato.

O Contrato de Fornecimento de Gás Natural nº OC 1902/2006 foi celebrado entre a AmD (à época Manaus Energia) e Companhia de Gás Natural do Amazonas - CIGÁS, com a interveniência e anuência da Petróleo Brasileiro S.A. - Petrobrás e Eletrobras, com base no permissivo legal constante do art. 24, inciso XXII, da Lei nº 8.666/1993, de acordo com o processo de dispensa de licitação nº 189/2006.

A celebração do contrato partiu da decisão do Governo Federal em aumentar a participação do gás natural na matriz energética nacional, conforme entendimentos constantes do Termo de Compromisso celebrado em 22 de abril de 2004, entre Petrobrás, Eletrobras, CIGÁS e Governo do Estado do Amazonas, com interveniência do MME.

O objeto do referido contrato é a venda pela CIGÁS e compra pela AmD de gás natural para fins de geração termoeletrica. O suprimento de todas as usinas termoeletricas que operam com gás natural no Estado do Amazonas é feito por meio deste contrato.

Destaca-se ainda que no processo de desverticalização em curso (vide Nota 45.3.1), a alternativa encontrada, sob a perspectiva operacional, consiste na cessão Integral do Contrato de Compra e Venda de Gás Natural (Contrato OC 1.902/2006) da AmD para a Amazonas GT, assim como a transferência para Amazonas GT dos contratos de suprimento de energia nº OC 1815/2005 (Breitener Tambaqui S.A.), OC 1816/2005 (Breitener Jaraqui S.A.), OC 1819/2005 (Rio Amazonas Energia S.A.), OC 1820/2005 (Companhia Energética Manauara) e OC 1821/2005 (Geradora de Energia do Amazonas S.A.), firmados com Produtores Independentes de Energia - PIE, com os seus respectivos direitos e obrigações futuros;

Leilões- PIEs Interior

O Ministério de Minas e Energia - MME, aprovou por meio da Portaria nº 600, de 30 de junho de 2010, "diretrizes para que a ANEEL realize, direta ou indiretamente, Leilões de Contratação de Energia Elétrica e Potência Associada para atendimento do mercado consumidor das concessionárias, permissionárias e autorizadas de serviços e instalações de distribuição de energia elétrica que atuem nos Sistemas Isolados".

Em virtude desta aprovação, a Companhia homologou sua participação no leilão 02/2016 - ANEEL, que se destina à contratação de energia elétrica e potência associada de agente vendedor nos Sistemas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Isolados, para atendimento a mercados da AmD (Lotes A/I e B/I a B/V), com sessão presencial na cidade de Manaus, prevista para o dia 24 de fevereiro de 2017.

O leilão visa condições mais adequadas de melhoria no desempenho do fornecimento de energia para os consumidores. A AmD deixará de atuar na atividade de geração e passará a comprar a energia no leilão, ao preço licitado, cujo reembolso pela CCC/CDE será de forma integral, o que ultrapassar o ACR médio.

Em 16 de novembro de 2016, a Diretoria da ANEEL aprovou o Edital e respectivos anexos do leilão nº 02/2016-ANEEL - 2a Etapa.

Em 19 de maio de 2017, foi realizado a sessão pública presencial de recebimento e abertura das propostas financeiras dos licitantes inscritos para os Lotes A/I e B/I a B/V do Leilão nº 02/2016-ANEEL

Na referida sessão presencial, foram declaradas vencedoras, por apresentar a menor proposta de Preço de Referência, as seguintes empresas:

- (i) para o Lote A/I, o Consórcio Energia do Amazonas, formado pelas empresas Guascor do Brasil Ltda. (99%), na condição de líder, e Dresser-Rand do Brasil Ltda. (1%);
- (ii) para os Lotes B/I, B/I-A e B/II, o Consórcio Oliveira - ETAM, formado pelas empresas Oliveira Energia Geração e Serviços Ltda. (50%), na condição de líder, e Construtora ETAM Ltda. (50%);
- (iii) para o Lote B/III, a Powertech Engenharia, Serviços e Locações de Geradores de Energia, Máquinas e Equipamentos S/A;
- (iv) para os Lotes B/III-A, B/IV, e B/V, o Consórcio VPower Telemenia, formado pelas empresas Telemenia LTD, (49%), na condição de líder, e VPower Holgings Limited (51%).

A Comissão Especial de Licitação - CEL da ANEEL fez publicar o Despacho nº 1.807, em 21 de junho de 2017, pelo qual decidiu pela habilitação das empresas integrantes Consórcio Energia do Amazonas, referente ao Lote A/I; do Consórcio Oliveira - ETAM, quanto aos Lotes B/I-A e B/II; da Powertech, no que concerne ao Lote B/III; e, do Consórcio VPower Telemenia, relativamente ao Lote B/III-A, como proponentes vencedoras do Leilão nº 02/2016 - 2a Etapa.

O deságio final do certame foi de, aproximadamente, 28,2%, sendo que no caso específico do Lote A/I o deságio foi de 43,4%.

Com os deságios alcançados nesse certame, a economia gerada com a contratação licitada é de aproximadamente R\$ 7.847.722 sendo que os Contratos de Comercialização a serem celebrados, considerando o período de 5 anos, para os Lotes B/I-A e B/III-A, e 15 anos para os demais Lotes, terão valor total de R\$ 21.135.678.

Em 22 de setembro de 2017, por meio do Ofício nº 155/2017-SEL/ANEEL, a agência reguladora comunicou a AmD a homologação do resultado e a adjudicação do objeto do Leilão nº 02/2016 - 2ª Etapa, juntamente com a minuta de CCESL do Lote A/I.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

A seguir, um resumo dos resultados dos leilões:

Vencedor do Lote	Grupos	LOTE	Preço Edital (R\$ /MWh)	Preço Leilão (R\$ /MWh)	Deságio (%)	Energia Anual (MWh)	Período (meses)
Agreko	A	II	1.487,00	1.152,23	22,51	289.442,00	180
Agreko	A	III	1.503,00	1.170,80	22,1	235.770,00	180
CONS. ENERGIA DO AMAZONAS	B	A-I	487,00	275,76	43,38	132.170,00	155
CONS. OLIVEIRA-ETAM	B	B-I	1.582,00	1.155,00	27,00	165.411,00	180
CONS. OLIVEIRA-ETAM	B	BI-A	1.610,00	1.287,99	20,00	135.380,00	60
CONS. OLIVEIRA-ETAM	B	B-II	1.468,00	1.063,00	27,60	318.999,00	180
POWERTECH	B	B-III	1.482,00	976,00	34,14	112.392,00	180
CONS.VPOWER - TELEMENIA	B	B-III-A	1.453,00	1.030,01	29,11	169.074,00	60
CONS.VPOWER - TELEMENIA	B	BIV	1.349,00	989,99	26,61	4.659,00	180
CONS.VPOWER - TELEMENIA	B	BV	1.346,00	964,99	28,84	45.533,00	180

Vencedor do Lote	Valor do Contrato Inicial (R\$)	Valor do Contrato no Leilão (R\$)	Economia para o Consumidor (R\$)	Valor do Contrato Anual (R\$)	Valor do Contrato Mensal (R\$)
Agreko		4.826.773.278,33	1.402.375.298,67	333.503.755,66	27.791.979,64
Agreko		4.013.402.882,00	1.138.753.363,00	276.039.516,00	23.003.293,00
CONS. ENERGIA DO AMAZONAS	831.404.370,83	470.779.091,00	360.625.280	36.447.199,20	3.037.266,60
CONS. OLIVEIRA-ETAM	3.925.203.030,00	2.865.745.575	1.059.457.455	191.049.705,00	15.920.808,75
CONS. OLIVEIRA-ETAM	1.089.809.000,00	871.841.396	217.967.604	174.368.086,20	14.530.673,85
CONS. OLIVEIRA-ETAM	7.024.357.980,00	5.086.439.055	1.937.918.925	339.095.937,00	28.257.994,75
POWERTECH	2.498.474.160,00	1.645.418.880	853.055.280	109.694.592,00	9.141.216,00
CONS.VPOWER - TELEMENIA	1.228.322.610,00	870.740.126	357.582.484	174.147.910,74	14.512.325,90
CONS.VPOWER - TELEMENIA	948.191.865,00	695.851.951	252.339.950	46.389.941,41	3.865.828,45
CONS.VPOWER - TELEMENIA	928.176.220,00	660.528.081	267.647.139	44.035.388,67	3.669.615,72

Em 26 de setembro de 2017, a Companhia emitiu um parecer orçamentário favorável à contratação de energia e potência elétrica associada de agente vendedor no Sistema Isolado para atendimento a mercados de concessionárias de distribuição da Região Norte, realizada pela ANEEL, referente ao sistema isolado Coari - Grupo A - Lote I, pelo período de 146 meses, com previsão de início em agosto de 2018.

NOTA 33 - CAPITAL SOCIAL

O Capital Social, em 31 de dezembro de 2017 e 2016, apresenta o montante R\$ 4.610.171 totalmente integralizado, com participação de 100% (cem por cento) Eletrobras perfazendo a quantidade de 6.276.666.628 ações ordinárias nominativas sem valor nominal.

NOTA 34 - RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

A reconciliação da receita bruta para a receita líquida é demonstrada como segue:

	2017	2016
FORNECIMENTO**		
Residencial	1.293.078	1.171.878
Industrial	395.780	568.829
Comércio, serviços e outros	660.272	683.912
Rural	29.789	25.234
Poder Público	302.852	279.535
Iluminação Pública	61.347	50.560
Serviço Público	29.129	55.843
Energia Elétrica na CCEE	485.664	314.833

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Não faturado (a)	6.502	11.765
Receita ultrapassagem de demanda e excedente reativo (b)	<u>(25.884)</u>	<u>(49.499)</u>
	3.238.529	3.112.890
TARIFA DE USO DO SISTEMA DE DISTRIBUIÇÃO		
Consumidores livres (c)	153.905	15.848
OUTRAS RECEITAS		
Receita de construção	267.358	283.747
CDE - Equilíbrio da redução da tarifa (d)	-	197.516
Ativos e passivos regulatórios - OCPC 08 (e)	694.980	(129.406)
Outros	<u>70.655</u>	<u>65.642</u>
	1.032.993	417.499
TOTAL DA RECEITA OPERACIONAL BRUTA	4.425.427	3.546.237
DEDUÇÕES		
ICMS	(462.236)	(485.906)
PIS	(69.273)	(65.191)
COFINS	(319.077)	(300.586)
ISS	(110)	-
P&D e PEE	(24.939)	(24.707)
Taxa Fiscalização Aneel - TFSEE	<u>(1.831)</u>	<u>(4.908)</u>
	(877.467)	(881.298)
TOTAL DA RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.547.960	2.664.939

(**) Alguns itens incluídos na receita de fornecimento são isentos de ICMS.

	Nº de Consumidores (*)		MWh (*)	
	2017	2016	2017	2016
Residencial	843.242	813.576	2.002.570	2.124.625
Industrial	2.763	2.989	749.070	1.365.430
Comércio, serviços e outros	76.213	74.889	1.044.522	1.259.733
Rural	43.156	42.444	76.105	74.457
Poder Público	9.525	9.452	572.469	592.961
Iluminação Pública	666	664	170.489	160.059
Serviço Público	902	891	68.838	150.338
Energia Elétrica na CCEE	-	-	1.393.782	1.925.610
	976.467	944.905	6.077.845	7.653.213

(*) Informações não auditadas pelos auditores independentes

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

O consumo próprio não está contemplado na quantidade de MWh gerado, assim como também no quantitativo de consumidores.

- a) A renda não faturada contempla a energia vendida aos consumidores e que não é medida dentro do mesmo período, que tem como objetivo demonstrar um complemento do período de competência da energia consumida e não medida, fato que ocorrerá no período subsequente. Seu cálculo é baseado no produto da multiplicação da média diária do consumo faturado da unidade consumidora versus o número de dias não faturados.
- b) O montante a devolver refere-se à reversão de receita obtida através do faturamento aos clientes finais de penalidades por ultrapassagem dos limites contratados para demanda e excedente de reativo. Os valores dessa receita foram transferidos para a conta de obrigações especiais e serão amortizados a partir da primeira revisão tarifária subsequente ao 3º ciclo de revisão tarifária.
- c) A ANEEL, através da resolução homologatória nº 2.182 de novembro de 2016, autorizou a cobrança da TUSD de consumidores livres, para remunerar as instalações, os equipamentos e os componentes da rede de distribuição utilizados por esses consumidores para levar a energia adquirida no ambiente de contratação livre.
- d) Refere-se ao registro de valores a receber a fim de assegurar o equilíbrio econômico-financeiro em função da redução das tarifas das concessionárias de distribuição. O valor recebido até dezembro de 2016 foi no montante de R\$ 197.516 mil. Em 2017 foi eliminado o subsídio do equilíbrio tarifário.
- e) Conforme Nota Técnica nº 329/2017- SGT/ANEEL foi reconhecido na CVA de 2017 o montante de R\$ 398.019 referente ao repasse de sobre contratação de energia e exposição ao mercado de curto prazo (vide nota 17, item "a").

NOTA 35 - ENERGIA ELÉTRICA COMPRADA PARA REVENDA

A Companhia, para atendimento aos seus consumidores, mantém contrato com diversas empresas, comprando energia de produtores independentes e por meio de leilões, no Ambiente de Contratação Regulada - ACR conforme tabela a seguir:

	2017		2016	
	MWh *	R\$	MWh *	R\$
Breitener Tambaqui	501.235	(27.124)	474.431	(20.303)
Breitener Jaraqui	442.364	(22.316)	456.128	(16.154)
Companhia Energética Manauara	537.293	(30.787)	504.893	(66.951)
Rio Amazonas Energia	518.232	(34.540)	452.654	(20.155)
Amazonas Geração e Transmissão de Energia	3.021.117	(426.985)	3.287.201	(511.311)
Geradora de Energia do Amazonas	530.061	(28.096)	528.229	(19.806)
Cia de Eletricidade do Acre - ELETROACRE	9.158	(3.996)	11.410	(6.553)
BK Energia	42.420	(12.955)	45.843	(11.967)
Hermasa Navegação S/A	-	-	-	(71)
Eletronuclear	236.992	(53.200)	237.614	(43.957)
CCEE	9.366.422	(1.277.739)	10.648.105	(1.020.473)
Encargos do Uso de Rede Elétrica	-	(136.783)	-	(78.502)
Aluguel de Grupos Geradores (a)	-	(289.561)	-	(248.005)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

PROINFA (b)	158.597	(43.910)	156.542	(54.347)
Recuperação de despesa com EE	-	70	-	49
PIS Apuração Lei nº 10.833/03	-	45.769	-	26.105
COFINS Apuração Lei nº 10.833/03	-	210.815	-	120.243
Compra de EE - PIS Perdas Comerciais	-	(16.386)	-	-
Compra de EE - COFINS Perdas Comerciais	-	(75.473)	-	-
Compra de EE - custo com ICMS	-	(194.816)	-	(141.589)
	15.363.891	(2.418.014)	16.757.207	(2.113.747)

(*) Informações não auditadas pelos Auditores Independentes.

- a) **Aluguel de grupos geradores** - A despesa com a locação de grupos geradores, embora trate-se de um arrendamento, é indiretamente um gasto com compra de energia. Assim, em 2017, também em cumprimento à orientação dada pelo órgão regulador ANEEL por meio do Ofício 148/2017-SFF/ANEEL de 21/03/2017, a Companhia reclassificou o saldo comparativo de 2016, que anteriormente era classificado no grupo de outras despesas operacionais (vide nota 9).
- b) **PROINFA** - A companhia procedeu a reclassificação dessa despesa, que antes era registrada no grupo de outras despesas, após revisão das classificações contábeis orientadas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico- MCSE (vide nota 9).

NOTA 36 - PESSOAL, MATERIAL E SERVIÇOS DE TERCEIROS

	2017	2016
Pessoal	(296.328)	(281.652)
Material	(29.492)	(24.360)
Serviços de terceiros	(233.524)	(183.818)
	(559.344)	(489.830)

NOTA 37 – OUTROS

	2017	2016
Aluguéis	(1.735)	(3.014)
Seguros	(1.930)	(1.834)
Tributos	(1.486)	(1.272)
Consumo Próprio de Energia Elétrica	(10.809)	(24.523)
Indenizações Judiciais	(6.992)	(64.669)
Empregados Cedidos	(4.514)	(236)
Recuperação de despesas diversas	33.911	69.013
Fator de Corte de Perdas Regulatórias (Nota 16.1 -a)	(106.491)	-
Penalidade para a Transgressão dos Indicadores	(13.218)	(16.064)
Outros	(18.649)	(20.037)
	(131.915)	(62.635)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

NOTA 38 - RECEITAS (DESPESAS) OPERACIONAIS

	2017	2016
Despesas gerais e administrativas (32.1)	(795.618)	(2.501.655)
Ganho (perda) Lei nº 12.783 (a)	64.008	52.287
Outras receitas (despesas)	706	2.752
	(730.904)	(2.446.616)

(a) Registro do Valor Novo de Reposição-VNR em 2017 no montante de R\$ 64.008 (vide nota 20).

NOTA 38.1 - DESPESAS GERAIS E ADMINISTRATIVAS

	2017	2016
Pessoal	(67.876)	(73.196)
Administradores	(2.589)	(2.906)
Material	(846)	(1.031)
Serviço de terceiros	(51.719)	(51.616)
Depreciação e amortização - imobilizado e intangível	(15.184)	(12.015)
Aluguéis	(439)	(644)
Provisão para crédito de liquidação duvidosa (a)	(161.149)	(85.110)
Perdas com Clientes	(154.645)	(119.618)
Reversões diversas	739	35.895
Provisão para contingências (b)	(100.766)	(605.621)
Reversão para perda de créditos tributários	58.638	-
Ajustes de custo médio dos estoques	63.004	(4.643)
Provisão para passivo a descoberto (c)	(288.147)	(158.036)
Provisão (Reversão) Contratos onerosos (d)	812.694	(812.694)
Provisões operacionais CCC (e)	(917.499)	(521.590)
Provisão (Reversão) para <i>impairment</i> (f)	63.610	(63.610)
Empregados cedidos	-	(219)
Multas - ANEEL	(261)	(33.727)
Outros	(33.184)	8.728
	(795.618)	(2.501.655)

- a) **Provisão para crédito de liquidação duvidosa** - Em 2017 a inadimplência de consumidores foi de R\$ 315.794 (PCLD de R\$ 161.149 + perdas efetivas com clientes de R\$ 154.645), 54,3% maior do que a registrada em 2016 que foi de R\$ 204.728 (PCLD de R\$ 85.110 + perdas efetivas com clientes de R\$ 119.618). O aumento da inadimplência foi motivado principalmente por conjuntura econômica desfavorável e reposicionamento tarifário de 17,13%. Maior evolução na inadimplência foi identificada nas classes Industrial e Poder Público.
- b) **Provisão para contingências** - Em 2016 houve um registro no montante de R\$ 527.818 em virtude da mudança na estimativa de risco de perda das ações movidas por Produtores

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Independentes de Energia e locadores de grupos geradores cujos objetos são os seguintes: data base do reajuste contratual, anexo G, danos materiais e encargos moratórios (nota 31).

Em 2017 foi revertido um montante de R\$ 409.211 de contingências Cíveis em face dos PIES terem logrado êxito em ações judiciais em desfavor da Companhia. (Vide Nota 24, item e).

- c) **Provisão para passivo a descoberto** - Em 31 de dezembro de 2017, a controlada AmGT, da qual a Companhia detém 100% das ações, apurou um prejuízo de R\$ 288.147 que foi reconhecido como provisão de passivo a descoberto.
- d) **Provisão (Reversão) contratos onerosos** - Reversão de Provisão de Contratos onerosos no valor de R\$ 812.694, referente ao excedente do teste de recuperabilidade aplicado aos ativos do grupo Intangível e da onerosidade do contrato de compra de energia (CCVE) da UTE Aparecida em decorrência da suspensão do fornecimento de gás natural, eventos registrados em Dezembro de 2016.
Em 2017 a Companhia concluiu a necessidade de não registrar perdas na realização de ativos - Impairment. (Vide Nota 17).
- e) **Provisões operacionais CCC** - vide Nota 16.1, b
- f) **Provisão (Reversão) Impairment** - A Companhia reverteu o valor de R\$ 63.610 de *Impairment* registrado em 2016.

Em 2017 a Companhia concluiu a necessidade de não registrar perdas na realização de ativos - *Impairment* (Vide Nota 23).

NOTA 39 - RESULTADO FINANCEIRO

	2017	2016
Receitas financeiras		
Acréscimo moratório sobre energia vendida	76.991	81.689
Variação monetária ativa	4.690	7.003
Multa s/ fornecimento e suprimento de energia	9.409	19.372
Juros e multas diversas	2.122	19.893
Juros remuneratórios CCC (a)	266.973	1.044.109
Ganho de avaliação atuarial	-	2.046
Tributos s/ receita financeira (c)	(19.187)	(57.841)
Atualização monetária dos depósitos judiciais	38.322	49.936
Rendas s/ aplicações financeiras	2.175	2.893
Atualização Monetária de ativos e passivos regulatórios	1.802	15.573
Outras receitas financeiras	1.208	96
	384.505	1.184.769
Despesas financeiras		
Variação monetária passiva	-	(4.017)
Perda de avaliação atuarial	-	(65)
Encargos de dívida	(329.951)	(236.492)
Encargos de arrendamento financeiro	(320.061)	(303.382)
Juros e multas	(33.104)	(126.412)
Atualização de fornecedores CCC	(1.659.722)	(1.878.660)
Juros s/ parcelamentos - PIES (d)	(51.524)	-
Atualização monetária de ativos e passivos regulatórios	(4.284)	(2.212)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Atualização monetária das Contingências Judiciais (b)	(206.832)	(564.947)
Outras despesas financeiras	<u>(12.382)</u>	<u>(25.933)</u>
	<u>(2.617.860)</u>	<u>(3.142.120)</u>
Resultado financeiro	<u>(2.233.353)</u>	<u>(1.957.351)</u>

- a) Redução em 2017 comparando com 2016 decorrente de: i) acompanhando a tendência, em 2017, a SELIC atingiu o menor nível do período, fato que este motivou a redução, até Julho de 2017 dos juros remuneratórios incidentes sobre os recebíveis repactuados pelo fundo CDE-CCC no montante de R\$ 266.973; ii) A partir de Agosto de 2017, após edição do despacho ANEEL nº 2.504/2017, houve a imediata suspensão dos desembolsos relativos aos CCD, o que impactou no não reconhecimento de receita referente a atualização dos créditos repactuados; iii) Em 2016, com a edição da Lei 13.299/2016, houve o registro "atípico" de R\$ 286.014 referente a atualização do saldo corrente aberto naquele período.
- b) Redução em 2017 explicada principalmente por: i) em agosto de 2016 registro de atualização monetária de passivo contingente (fiscal) no montante de R\$ 107.677 referente a 6 autos de infração visando a cobrança de ICMS sobre as perdas de energia; ii) em dezembro de 2016 houve um registro de atualização monetária de passivo contingente (cível) de R\$ 379.541 referente aos processos movidos por produtores independentes de energia (PIE).
- c) De acordo com o Decreto nº 8.426 de 1º de Abril de 2015, as alíquotas das contribuições de PIS e COFINS incidentes sobre receitas financeiras foram restabelecidas, desta forma, efetuamos a apuração do PIS e COFINS sobre receitas financeiras no valor de R\$ 19.187 (R\$ 57.841 em 2016), redutora das receitas financeiras.
- d) Atualização do parcelamento dos acordos extrajudiciais dos PIEs (vide Nota 24, item e).

NOTA 40 - INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCOS

40.1 GESTÃO DO RISCO DE CAPITAL

Os objetivos da Companhia ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade da Companhia para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de perseguir uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo. As aquisições e vendas de ativos financeiros são reconhecidas na data de negociação.

Para manter ou ajustar a estrutura do capital, a Companhia pode rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

A dívida líquida corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial, com a dívida líquida.

	2017	2016
Total dos empréstimos	(3.081.198)	(1.987.223)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

(-) Caixa e equivalentes de caixa e TVM	83.706	100.049
Dívida líquida	(2.997.492)	(1.887.174)

40.2 CLASSIFICAÇÃO POR CATEGORIA DE INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Os saldos contábeis dos ativos e passivos financeiros representam uma aproximação razoável do valor justo. A Companhia usa a hierarquia para mensurar o valor justo de seus instrumentos financeiros, conforme segue:

	<u>2017</u>	<u>2016</u>
	Valor contábil/ Valor justo	Valor contábil/ Valor justo
<u>ATIVOS FINANCEIROS (Circulante/Não Circulante)</u>		
Caixas e equivalentes de caixa	77.563	71.343
	<u>77.563</u>	<u>71.343</u>
Recebíveis		
Clientes	804.824	715.498
Direitos de ressarcimento	3.593.756	4.470.669
Ativo regulatório	752.943	77.062
	<u>5.151.523</u>	<u>5.263.228</u>
Mensurados ao valor justo por meio do resultado		
Títulos e Valores Mobiliários - TVM	6.143	28.706
	<u>6.143</u>	<u>28.706</u>
Disponível para venda		
Ativo financeiro - concessões de serviço público	2.225.892	2.128.125
	<u>2.225.892</u>	<u>2.128.125</u>
<u>PASSIVOS FINANCEIROS (Circulante/Não Circulante)</u>		
Mensurados ao custo amortizado		
Empréstimos	3.081.198	1.987.223
Fornecedores	15.246.004	12.875.176
Arrendamento mercantil	1.077.820	1.169.504
Obrigações de ressarcimento	1.062.634	1.157.893
Passivo regulatório	86.542	103.157
	<u>20.554.198</u>	<u>17.292.953</u>

40.2.1 - Ativos Financeiros

Estão classificados nas seguintes categorias:

- **Títulos e Valores Mobiliários -TVM** - Corresponde às aplicações financeiras mantidas em fundo de investimento, conforme regulamentação em vigor, classificados como mensurados pelo valor justo, sendo os seus efeitos reconhecidos diretamente no resultado.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

- **Clientes** - São registrados pelo seu valor nominal, similar aos valores justos e prováveis de realização. Os créditos renegociados são registrados assumindo a intenção de mantê-los até o vencimento, pelos seus valores prováveis de realização, similares aos valores justos
- **Ativo Financeiro Concessão** - São ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo da concessão. São classificados como disponíveis para venda.
- **Direito de Ressarcimento** - São ativos financeiros que representam o direito de reembolso da CCC, relativos aos custos de geração de energia elétrica nos sistemas isolados, incluindo os custos relativos à contratação de energia e de potência associada à geração própria para atendimento ao serviço público de distribuição de energia elétrica, aos encargos do setor elétrico e impostos e, ainda, aos investimentos realizados. São classificados como empréstimos e recebíveis.
- **Ativo Regulatório** - refere-se as variações positivas entre a estimativa de custos não gerenciáveis da Companhia e os pagamentos efetivamente ocorridos. As variações apuradas são atualizadas monetariamente com base na taxa Selic e compensadas nos reajustes tarifários subsequentes.

40.2.2 - Passivos financeiros

Estão classificados nas seguintes categorias:

- **Fornecedores** - São mensurados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos, variações monetárias incorridos até a data do balanço, sendo o seu valor contábil aproximado de seu valor justo.
- **Empréstimos**- O principal objetivo deste instrumento financeiro é gerar recursos para financiar os investimentos em projetos de expansão da Companhia, assim como também gerenciar as necessidades de seu fluxo de caixa, promovendo, desta forma, a eficiência operacional e o ajuste econômico-financeiro da concessionária. Destaca-se nesse contexto os contratos de empréstimos captados diretamente da Eletrobras, cujas contabilizações estão registradas pelos seus valores contratuais e atualizados pela taxa efetiva de juros da operação. Os valores de mercado destes empréstimos são equivalentes aos seus valores contábeis, por se tratarem de instrumentos financeiros com características exclusivas, oriundas de fontes de financiamento específicas, com custos subsidiados, em sua maioria atrelados à Taxa de Juros de Longo Prazo - TJLP, ou com taxas pré-fixadas.
- **Arrendamento mercantil** - O valor nominal utilizado no cálculo dos passivos originados pelos referidos contratos foi encontrado tomando como referência o valor fixado para a contratação de potência mensal contratada, multiplicada pela capacidade instalada (60 a 65 MW) e pela quantidade de meses de vigência do contrato.
- **Obrigações de ressarcimento** - referem-se aos valores de adiantamentos e tributos (ICMS, PIS e COFINS) a serem devolvidos ao Fundo CCC.
- **Passivo regulatório** - refere-se as variações negativas entre a estimativa de custos não gerenciáveis da Companhia e os pagamentos, efetivamente, ocorridos. As variações apuradas são atualizadas monetariamente com base na taxa Selic e compensadas nos reajustes tarifários subsequentes.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

40.3 GESTÃO DE RISCOS FINANCEIROS

No exercício de suas atividades a Companhia é impactada por eventos de riscos que podem comprometer os seus objetivos estratégicos. O gerenciamento de riscos tem como principal objetivo antecipar e minimizar os efeitos adversos de tais eventos nos negócios e resultados econômico-financeiros da Companhia.

Para a gestão de riscos financeiros, a Companhia definiu políticas e estratégias operacionais e financeiras, aprovadas por comitês internos e pela administração, que visam conferir liquidez, segurança e rentabilidade a seus ativos e manter os níveis de endividamento e perfil da dívida definidos para os fluxos econômico-financeiros.

Os principais riscos financeiros identificados no processo de gerenciamento de riscos são:

40.3.1 - Risco de taxa de juros

Esse risco está associado à possibilidade da Companhia contabilizar perdas em razão de oscilações das taxas de juros de mercado, impactando seus demonstrativos pela elevação das despesas financeiras, relativas a empréstimos.

Este risco é mitigado pelo fato da Companhia concentrar a captação de seus empréstimos com a Eletrobras, a juros fixos.

- Análise de Sensibilidade

A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma alta na taxa de 25% e 50%, dos indexadores CDI e IGPM.

	Efeito no resultado			
	Saldo em 2017*	Cenário I - Provável 2017	Cenário II (+25%)	Cenário III (+50%)
Empréstimos obtidos - SELIC	1.449.427	96.677	120.846	145.015
Empréstimos obtidos - CDI	1.363.336	90.117	112.646	135.175
Arrendamento Mercantil - IGPM	1.077.820	47.747	59.684	71.621
Impacto no Resultado		<u>234.542</u>	<u>293.176</u>	<u>351.811</u>
		Provável	25%	50%
SELIC		6,67%	8,34%	10,01%
CDI		6,61%	8,26%	9,92%
IGPM		4,43%	5,54%	6,65%

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

	Efeito no resultado			Cenário III (+50%)
	Saldo em 2016*	Cenário I - Provável 2016	Cenário II (+25%)	
Empréstimos obtidos - SELIC	1.246.688	118.435	148.044	177.653
Empréstimos obtidos - CDI	475.499	48.025	60.032	72.038
Arrendamento Mercantil - IGPM	1.169.504	55.084	68.855	82.625
Impacto no Resultado		<u>221.544</u>	<u>276.930</u>	<u>332.316</u>
		Provável	25%	50%
SELIC		9,50%	11,88%	14,25%
CDI		10,10%	12,63%	15,15%
IGPM		4,71%	5,89%	7,07%

*A Companhia divulgou os empréstimos obtidos pelo CDI e SELIC que representam respectivamente 47,04% e 44,25% do saldo do passivo.

40.3.2 - Risco de crédito

A política da Companhia considera o risco de crédito a que está disposta a se sujeitar no curso de seus negócios, bem como no acompanhamento dos prazos concedidos. São procedimentos adotados a fim de minimizar eventuais problemas de inadimplência em contas a receber de clientes.

A Companhia não realiza análise de crédito previamente ao início do fornecimento de energia, pois como distribuidora de energia elétrica, é regida por contrato de concessão, bem como pela regulamentação do setor elétrico e obrigada a fornecer energia a todos os clientes localizados na sua área de concessão.

Para recuperação da inadimplência a Companhia atua por meio de:

- i. programas de renegociação dos débitos pendentes;
- ii. negatização de clientes em empresas de proteção ao crédito;
- iii. suspensão do fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente;
- iv. contratação de empresa especializada na cobrança de contas em atraso e
- v. cobrança judicial.

40.3.3 - Risco de liquidez

É o risco da Companhia não dispor de recursos líquidos suficientes para honrar seus compromissos financeiros, em decorrência de descompasso de prazo ou de volume entre os recebimentos e pagamentos previstos. As necessidades de liquidez da Companhia são de responsabilidade das áreas de tesouraria e de captação de recursos, que atuam alinhadas no monitoramento permanente dos fluxos de caixa de curto, médio e longo prazos, previstos e realizados, buscando evitar possíveis descasamentos e consequentes perdas financeiras e garantir as exigências de liquidez para as necessidades operacionais.

Os eventuais saldos de caixa auferidos pela Companhia, além dos programados para administração do capital circulante, são transferidos para contas correntes com incidência de juros, depósitos a prazo e depósitos de curto prazo, escolhendo instrumentos dentro das limitações legais que requer a concessão, com vencimentos apropriados ou liquidez suficiente para fornecer margem, conforme determinado pelas previsões acima mencionadas.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Abaixo, divulgação do quadro que são os fluxos de caixa não descontados contratados:

	2017			
	Menos	Entre 1 e 2	Entre 2 e 5	Mais de 5
<u>PASSIVOS FINANCEIROS</u>				
Mensurados ao custo amortizado				
Empréstimos	287.942	1.447.741	1.242.754	102.761
Fornecedores	7.481.245	2.651.287	2.504.559	2.608.913
Arrendamento mercantil	145.324	290.648	290.648	351.200
Obrigações de ressarcimento	-	1.062.634	-	-
Obrigações estimadas	53.580	-	-	-
	2016			
	Menos	Entre 1 e 2	Entre 2 e 5	Mais de 5
<u>PASSIVOS FINANCEIROS</u>				
Mensurados ao custo amortizado				
Empréstimos	88.542	235.800	694.456	968.424
Fornecedores	4.659.654	1.930.028	3.416.361	2.869.133
Arrendamento mercantil	136.662	273.324	409.986	349.532
Obrigações de ressarcimento	-	1.157.893	-	-
Obrigações estimadas	42.298	-	-	-

Os fluxos não são descontados, exceto pela rubrica de Arrendamento Mercantil, a qual é descontada a valor presente, conforme nota 26.

40.4 ESTIMATIVA DO VALOR JUSTO DOS INSTRUMENTOS FINANCEIROS

Pressupõe-se que os saldos das contas a receber de clientes, menos a PCLD, e contas a pagar aos fornecedores, pelo valor contábil, esteja próxima de seus valores justos.

O valor justo dos passivos financeiros, para fins de divulgação, é estimado mediante o desconto dos fluxos de caixa contratuais futuros pela taxa de juros vigente no mercado, que está disponível para a Companhia para instrumentos financeiros similares.

A Companhia usa a seguinte hierarquia para determinar e divulgar o valor justo de instrumentos financeiros pela técnica de avaliação:

	2017	2016
	Nível 2	Nível 2
<u>ATIVOS FINANCEIROS</u>		
Valor justo por meio do resultado		
Títulos e Valores Mobiliários - TVM	6.143	28.706
Disponíveis para venda		
Ativo financeiro - concessões de serviço público	2.225.892	2.128.125

Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo foram classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir:

Nível 2 - preços cotados (podendo ser ajustados ou não) para ativos ou passivos similares em mercados ativos, outras entradas não observáveis no nível 1, direta ou indiretamente, nos termos do ativo ou passivo.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

O valor justo dos instrumentos financeiros negociados em mercados ativos (como títulos mantidos para negociação e disponíveis para venda) é baseado nos preços de mercado, cotados na data do balanço. Um mercado é visto como ativo se os preços cotados estiverem pronta e regularmente disponíveis a partir de uma Bolsa, distribuidor, corretor, grupo de indústrias, serviço de precificação, ou agência reguladora, e aqueles preços representam transações de mercado reais e que ocorrem regularmente em bases puramente comerciais.

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para valorizar os instrumentos financeiros incluem:

- Preços de mercado cotados ou cotações de instituições financeiras ou corretoras para instrumentos similares.
- Outras técnicas, como a análise de fluxos de caixa descontados, são utilizadas para determinar o valor justo para os instrumentos financeiros remanescentes.

40.5 INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos.

40.6 RISCOS RELACIONADOS À CONFORMIDADE COM LEIS E REGULAMENTOS

40.6.1 Lava jato

Em resposta a investigações no âmbito da "Operação Lava Jato" sobre irregularidades envolvendo funcionários, empreiteiros e fornecedores da Eletrobras e de sociedades de propósito específico (SPE) nas quais a Eletrobras detém participações acionárias minoritárias, em 2015, o Conselho de Administração da empresa (CAE) decidiu por iniciar um processo investigativo, em face do risco de tais irregularidades apontadas poderem afetar alguns dos principais investimentos da Eletrobras.

Para conduzir a investigação foi contratado escritório de advocacia norte-americano, Hogan Lovells US LLP, com notória especialização em ações investigativas e instaurada a Comissão Independente de Gestão da Investigação (CIGI), composta de especialistas notórios e independentes, contratados para exercerem a supervisão do processo de investigação.

O procedimento investigatório seguiu os princípios adotados pela *Securities and Exchange Commission* (SEC) e *Department of Justice* (DOJ), para procedimentos desta natureza, em vista de que, após 2008, quando a Eletrobras passou a ser listada na Bolsa de Valores de Nova York por meio de ADR - *American Deposit Receipts*, tornou-se sujeita às leis norteamericanas que regulam o mercado de capitais, em especial, a toda a regulamentação fixada pelo *U.S. Securities and Exchange Act*, dentre ela a *Foreign Corrupt Practices Act* - FCPA que, em síntese, criminaliza os atos de corrupção, tais como o pagamento a funcionários de governos estrangeiros, partidos políticos, candidatos a cargos políticos estrangeiros em troca de vantagens comerciais ou econômicas.

No decorrer de 2015 e 2016, no âmbito da operação Lava Jato, as operações Radioatividade e Pripyat resultaram no indiciamento de 06 ex-executivos da Eletronuclear, bem como de outros envolvidos. Muito embora os processos ainda se encontrem em andamento, já foram proferidas sentenças condenatórias contra quatro desses ex-funcionários, ainda não transitadas em julgado. A Eletrobras vem cooperando com as autoridades no compartilhamento de informações levantadas pela investigação independente, participando, inclusive, como assistente de acusação contra os réus nestes processos criminais.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

Visando facilitar e garantir o andamento das investigações, a administração da Eletrobras vem adotando as medidas de governança requeridas e/ou recomendadas pelo *Hogan Lovells* e pela Comissão Independente. Desde o início da investigação, a Eletrobras substituiu todo o seu Conselho de Administração, contratou um novo *CEO* e vem reforçando sua estrutura de *compliance*. Em meados de 2016, foi criada a Diretoria de Conformidade, responsável pela coordenação do programa de *compliance* e pelo gerenciamento de riscos na Eletrobras e nas suas subsidiárias.

No mesmo sentido, a Eletrobras revisou contratos específicos nos quais as investigações identificaram possíveis irregularidades tendo sido os mesmos suspensos, quando tais suspeitas se confirmaram.

Em relação aos empregados e diretores envolvidos nas situações identificadas pela investigação, a Eletrobras tomou medidas punitivas, na esfera administrativa, incluindo a suspensão do contrato de trabalho e o desligamento dos envolvidos. Atualmente estão sendo estudadas as possibilidades jurídicas de responsabilização e ressarcimento da Companhia, frente aos ex-executivos e fornecedores acusados de corrupção, na esfera cível, tendo sido protocolado pela Eletronuclear, protesto judicial para interrupção da prescrição, em relação às empresas integrantes do Consórcio Angramon (Construtora Norberto Odebrecht S/A, UTC Engenharia S/A, Techint Engenharia e Construção S/A, Construtora Andrade Gutierrez S/A, Empresa Brasileira de Engenharia S/A - EBE, Construtora Queiroz Galvão S/A e Construções e Comércio Camargo Correa S/A), a fim de preservar o direito de ressarcimento, face aos potenciais prejuízos causados em decorrência de denúncias e investigações oriundas da “Operação Lava Jato”.

Em outubro de 2016, a investigação independente completou uma etapa que tinha como objetivo identificar atos ilícitos que pudessem causar eventuais distorções significativas nas demonstrações financeiras da Eletrobras, levando em consideração fatos e circunstâncias conhecidos até aquele momento. Nesta etapa foram considerados certos valores estimados como relacionados a ilícitos atribuídos pela investigação independente como oriundos da prática de cartel e propinas que teriam sido pagas, desde 2008, por certos empreiteiros e fornecedores contratados por subsidiárias e por algumas das SPEs nas quais a Eletrobras não é controlador majoritário.

Nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017, a AmD registrou uma baixa em investimento avaliado pelo método de equivalência patrimonial em sua controlada Amazonas GT no montante de R\$ 67.166 representando valores de pagamentos indevidos em períodos anteriores no empreendimento Mauá 3

O resumo desses ajustes no balanço patrimonial e na demonstração do resultado do exercício findo em 31 de dezembro de 2017 é o seguinte:

Achados da investigação	R\$
Mauá 3 - Projeto da Controlada AmGT	<u>67.166</u>
Balanço	
Provisão para passivo a descoberto em controlada	<u>67.166</u>
Demonstração de resultado	
Provisão para passivo a descoberto em controlada	<u>67.166</u>

Em abril de 2017, em decorrência dos acordos de delação celebrados entre os executivos do principal grupo de construção do Brasil, Odebrecht, o Supremo Tribunal Federal solicitou que fossem iniciadas

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

investigações sobre a conduta dos políticos que participaram desses acordos. Essas investigações referem-se exclusivamente aos indivíduos sobre os quais o Supremo Tribunal Federal tem jurisdição exclusiva. Além disso, outras investigações oficiais podem ser iniciadas contra indivíduos que estão sujeitos à jurisdição dos tribunais comuns.

Como não haviam informações suficientes que permitissem à Companhia determinar com razoável precisão os períodos específicos em que teriam ocorrido os pagamentos indevidos estimados, a Eletrobras entendeu que, após ter envidado esforços razoáveis, foi impraticável determinar os efeitos por períodos específicos anteriores relativos a tais pagamentos em suas demonstrações financeiras, tendo registrado o ajuste desses pagamentos indevidos e, portanto, incorretamente capitalizados, nos períodos em que tais informações relevantes chegaram ao conhecimento da Companhia.

Além de avaliar as possibilidades de ressarcimento face aos danos sofridos em razão de condutas ilícitas, praticadas tanto pelos empregados que contribuíram para o ilícito, quanto pelas empreiteiras contratadas, a Eletrobras vem implementando diversas ações de governança e remediações.

As investigações da "Operação Lava Jato" ainda não foram concluídas e o Ministério Público Federal poderá levar tempo considerável para concluir todos os procedimentos de apuração e divulgação dos fatos. Dessa forma, novas informações relevantes podem ser reveladas no futuro, o que poderá levar a Eletrobras a reconhecer ajustes adicionais nas suas demonstrações financeiras.

A Eletrobras permanece com o contrato em vigor junto ao escritório norte-americano Hogan Lovells visando o encerramento das ações de investigação independente em curso com a consequente resolução do caso perante às autoridades norte-americanas. Adicionalmente, o atual contrato também prevê o acompanhamento das medidas de remediação, especialmente a implementação do programa de compliance, bem como as interações necessárias, com autoridades brasileiras e americanas, com vistas à resolução de ações de investigação.

40.6.2 Processos judiciais envolvendo a Companhia - Class Action

Em 22 de julho de 2015 e 15 de agosto de 2015, duas reclamações de ação de classe de títulos putativos foram protocoladas contra a Eletrobras e alguns de seus dirigentes no Tribunal Distrital dos Estados Unidos, no Distrito Sul de Nova York (SDNY), alegando, basicamente, que os atos de corrupção e fraude envolvendo empresas nas quais a Eletrobras participa, teriam ocasionado um relevante prejuízo em relação aos títulos adquiridos, já que não haviam sido informados nos registros públicos da companhia.

Atualmente o processo encontra-se em fase de instrução, "*Discovery*", e até meados do ano de 2018 a Eletrobras estima que deverá haver uma decisão acerca das classes de ações incluídas na demanda, o que se denomina "*class certification*".

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

NOTA 41 - COBERTURA DE SEGUROS

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos seguros está demonstrada a seguir:

DESCRIÇÃO				
Seguradora	RISCO	DATA DE VIGÊNCIA	IMPORTÂNCIA SEGURADA	PRÊMIO
Fator Seguradora	Engenharia	13/10/2017 a 13/10/2018	146.751	616.929
Tokio Marine	Engenharia	17/09/2017 a 17/09/2018	169.986	287
Pan Seguros	Vida	29/11/2017 a 29/11/2018	1712 Vidas	152.063

As apólices de seguros oferecem cobertura aos riscos de engenharia e de incêndio sob a condição de primeiro risco absoluto, considerando risco coberto o acidente que exija reparo ou reposição do bem segurado, de forma a possibilitar que o mesmo possa continuar a trabalhar ou operar normalmente, respondendo a seguradora pelos prejuízos cobertos, independente dos valores em risco. A responsabilidade da seguradora ficará limitada, em cada acidente, ao limite máximo de indenização, único para todas as instalações e localidades (maquinário, usinas hidrelétricas e termelétricas, equipamentos, turbinas, geradores, caldeiras, transformadores, aparelhos elétricos e equipamentos de processamento de dados).

NOTA 42 - REMUNERAÇÃO DOS ADMINISTRADORES

O gasto total com a remuneração está demonstrado a seguir:

	2017	2016
Remuneração dos Diretores e Conselheiros	(1.846)	(1.602)
Encargos sociais	(541)	(552)
Benefícios	(203)	(355)
Outros	-	(398)
	<u>(2.590)</u>	<u>(2.907)</u>

NOTA 43 - BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

Regime Geral da Previdência Social, administrado pela Fundação de Previdência Complementar - PREVINORTE, pessoa jurídica de direito privado, sem fins lucrativos, instituída e patrocinada pela Companhia e por outras empresas do Sistema Eletrobras, conforme exigências da legislação brasileira.

A Companhia suporta dois diferentes planos, um do tipo Plano BD - Benefício Definido e outro do tipo Plano CD - Contribuição Definida.

Os ativos dos planos CD e BD são mantidos separadamente daqueles da Companhia e são contabilizados e controlados pela PREVINORTE.

Os registros contábeis e as notas explicativas, decorrentes dos cálculos atuariais, foram consignados com base no laudo atuarial emitido por atuário independente.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

a) Plano de Contribuição Definida (CD) - Plano 02-B

Plano individual de poupança previdenciária, no qual o benefício depende do valor das contribuições, do resultado dos investimentos administrados pela PREVINORTE e do tempo de contribuição do participante. Suas contribuições são provenientes da Companhia e do empregado, descontados da folha de salários. Este plano contempla os seguintes benefícios: complemento da aposentadoria, auxílio no caso de incapacidade para o trabalho e pensão por morte.

Plano em sistema de capitalização, para transformação futura em renda pós-emprego de caráter reversivo. Dessa forma, o benefício a ser concedido será representado pela reversão da poupança acumulada em renda, segundo parâmetros atuariais definidos. Considerada a característica desse plano, o regime é mantido em permanente equilíbrio, com cotizações individuais balizadas pelo valor dos ativos financeiros, não gerando a obrigação pós-emprego.

b) Plano de Benefício Definido (BD) - Plano 02- A

Plano com características de Benefício Definido sob o regime financeiro de capitalização, que tem como fonte de suas contribuições a Companhia e o empregado, sendo tais contribuições calculadas sobre a folha de salários, em conformidade com plano anual de custeio definido pelo atuário responsável.

Este plano está em extinção desde 1º de janeiro de 2000 e, a partir dessa data, não pode receber novos participantes. Adicionalmente, compreende os seguintes benefícios: complementação da aposentadoria, da pensão por morte, do abono anual e garantia de manutenção de direito à renda vitalícia futura para aqueles que se desligarem antes das respectivas aposentadorias, desde que tenham, pelo menos, três anos de efetiva contribuição ao plano.

O perfil populacional dos participantes dos Planos BD está abaixo demonstrado:

DADOS POPULACIONAIS*	2017	2016
1. Participantes ativos		
1.1. Número de empregados vinculados ao plano	21	21
1.2. Idade Média (anos)	58,43	57,43
1.3 Valor do Salário Médio (R\$)	12.436,44	12.061,40
2. Aposentados		
2.1. Número de aposentados por tempo de contribuição, idade, especial e invalidez	17	17
2.2. Idade Média (anos)	67,59	66,6
2.3. Benefício Médio (R\$)	2.801,68	2.232,83
3. Pensionistas		
3.1. Número de pensões	8	8
3.2. Benefício Médio (R\$)	1.667,50	1.410,08
Total dos Benefícios Continuados Médios Mensal (R\$)	60.968,46	49.238,75
Total dos Benefícios Continuados Médios Anual (R\$) (13X)	792.589,98	640.103,75

*Valores posicionados em 31/08/2016 e 31/07/2017.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

2. Efeitos dos Planos BD

2.1. Hipóteses Atuariais e Econômicas

Hipóteses Econômicas

	2017	2016
Taxa de desconto (i)	9,60%	10,96%
Taxa de juros real de desconto atuarial anual	5,32%	5,71%
Projeção de aumentos médio dos salários	5,10%	7,07%
Projeção de aumento médio dos benefícios	4,06%	4,97%
Taxa média de inflação anual	4,06%	4,97%

Hipóteses Demográficas

Rotatividade	0,00%	0,00%
Mortalidade Geral	AT-83 BASIC F	AT-83 BASIC F
Mortalidade Inválido	AT-49 DES 2 ANOS	AT-49 DES 2 ANOS
Entrada de invalidez	Light Fraca	Light Fraca

(i) Taxa de juros de desconto

A definição dessa taxa considerou à prática de mercado dos títulos do Governo Federal, conforme critério recomendado pelas normas nacionais e internacionais, para prazos similares aos dos fluxos das obrigações do programa de benefícios, no chamado conceito de *Duration*.

2.2. Planos de benefícios em 31 de dezembro

O plano de benefício normalmente expõe a Companhia a riscos atuariais, tais como risco de investimento, risco de taxa de juros, risco de longevidade e risco de salário.

Risco de investimento	O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado usando uma taxa de desconto determinada em virtude da remuneração de títulos privados de alta qualidade; se o retorno sobre o ativo do plano for abaixo dessa taxa, haverá um déficit do plano. Atualmente, o plano tem um investimento relativamente equilibrado em títulos públicos crédito de depósitos privados e fundo de investimentos, considerando os limites por segmento de aplicação de acordo com as diretrizes da Resolução nº 3.792 do Conselho Monetário Nacional e as suas alterações, além dos critérios de segurança, liquidez, rentabilidade e maturidade do plano.
Risco de taxa de juros	Uma redução na taxa de juros dos títulos aumentará o passivo do plano. Entretanto, isso será parcialmente compensado por um aumento do retorno sobre os títulos de dívida do plano.
Risco de	O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

longevidade	referência à melhor estimativa da mortalidade dos participantes do plano durante e após sua permanência no trabalho. Um aumento na expectativa de vida dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.
Risco de salário	O valor presente do passivo do plano de benefício definido é calculado por referência aos salários futuros dos participantes do plano. Portanto, um aumento do salário dos participantes do plano aumentará o passivo do plano.

A conciliação dos passivos dos planos de benefícios está apresentada a seguir:

	2017	2016
Obrigação de benefício definido	29.238	26.627
Valor justo dos ativos do plano (-)	<u>(29.001)</u>	<u>(26.064)</u>
Situação financeira do plano	<u>237</u>	<u>563</u>
Efeito do limite máximo de reconhecimento de ativo / passivo oneroso	-	-
Passivo / (Ativo) líquido	<u>237</u>	<u>563</u>
Custo do serviço corrente	389	321
Reembolso do serviço corrente	<u>(582)</u>	<u>(582)</u>
Custo total do serviço	<u>(194)</u>	<u>(261)</u>

A movimentação do valor presente das obrigações e do valor presente do ativo dos planos de benefícios no exercício corrente estão apresentadas a seguir:

Descritivo	2017	2016
Obrigação de benefício definido no final do ano anterior	26.627	19.987
Custo de serviços corrente	389	321
Custo de juros	2.836	2.563
Benefício pago pelo plano	(703)	(791)
(Ganhos) perdas decorrentes de remensuração	-	4.548
Efeito da alteração de premissas demográficas	-	771
Efeito da alteração de premissas financeiras	1.176	4.173
Efeito da experiência do plano	<u>(1.086)</u>	<u>(396)</u>
Valor presente das obrigações atuarias ao final do ano	<u>29.239</u>	<u>26.628</u>
Reconciliação do valor justo do ativo do plano	2017	2016
Valor justo do ativo do plano no final do ano anterior	26.064	22.635
Juros sobre o valor justo do ativo do plano	2.836	2.994
Contribuição paga pela empresa	543	521
Contribuição de participante	582	582
Benefício pago pelo plano	(703)	(791)
Rendimento do valor justo do ativo do plano (deduzido dos juros sobre o valor justo do ativo)	(321)	123
Valor justo do ativo do plano no final do ano	<u>29.001</u>	<u>26.064</u>

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

2.3. Resumo dos impactos reconhecidos em outros resultados abrangentes

Descritivo	2017	2016
Redimensionamento incluído em outros resultados abrangentes ("OCI")		
Efeito da alteração de premissas demográficas	-	(771)
Efeito da alteração de premissas financeiras	(1.176)	(4.173)
Efeito da experiência do plano	1.086	396
Rendimento sobre o valor justo do ativo do plano (deduzido dos juros sobre o valor justo do ativo)	(321)	123
Alteração do limite máximo de reconhecimento de ativo / passivo oneroso no final do ano (deduzido dos juros sobre limite máximo de reconhecimento de ativo / passivo oneroso)	-	3.079
Redimensionamento da obrigação de benefício definido incluído em outros resultados abrangentes	(411)	(1.346)

3. Contribuições patronais esperadas para o próximo exercício

A Companhia espera contribuir com R\$ 571 com os planos de benefícios definidos durante o próximo exercício.

Análise dos vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de benefício definido e benefícios de saúde pós-emprego:

	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Próximos 5 anos	Total
Em 31 de dezembro de 2017					
Programa Previdenciário	1.506	1.801	5.952	10.647	19.906
Em 31 de dezembro de 2016					
Programa Previdenciário	1.508	1.664	5.530	45.289	53.991

NOTA 44 - PARTES RELACIONADAS

A Companhia efetuou transações com partes relacionadas, incluindo a compra de energia elétrica, operações de empréstimos, etc. As transações são realizadas a preços e condições definidos entre as partes, que levam em consideração as condições que poderiam ser praticadas no mercado com partes não relacionadas.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

As transações e saldos existentes entre a Companhia e suas partes relacionadas, estão apresentadas a seguir:

Partes Relacionadas	Natureza da Operação	2017			2016		
		Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
Poder Público Federal	Consumidores e revendedores	20.194	-	-	15.980	-	-
Eletrobras	Empréstimos e financiamentos	156	2.593.543	(329.951)	156	1.987.223	(236.492)
Eletrobras	Diversos	119	12.880	-	217	75.582	-
Eletrobras	PIE's	-	111.801	-	-	12.635	-
Eletronorte	Participação societária	15.175	-	-	15.175	-	4.263
Eletronorte	Sistema de Transmissão	-	2.608	-	-	2.940	-
Eletronorte	Diversos	1.448	801	-	1.809	-	-
CHESF	Cessão de funcionários	40	-	-	87	-	-
CHESF	Sistema de Transmissão	-	2.615	-	-	1.139	-
AmGT	Participação societária	-	-	(288.147)	-	159.726	(351.580)
AmGT	Gastos Pré-Operacionais	43.706	-	-	28.576	-	-
AmGT	Cessão de funcionários	6.215	-	-	-	-	-
AmGT	Diversos	-	-	-	651	-	-
Ceal	TV Corporativa	168	-	-	407	-	-
Ceal	Cessão de funcionários	-	-	-	292	-	-
Ceal	Diversos	558	-	-	169	-	-
Cepisa	TV Corporativa	61	-	-	560	-	-
Cepisa	Cessão de funcionários	-	-	-	461	-	-
Cepisa	Diversos	1.138	-	-	-	-	-
Ceron	TV Corporativa	24	-	-	-	-	-
Ceron	Aquisição de grupos geradores	-	-	-	-	1.431	-
Ceron	Diversos	527	1.387	-	379	-	-
Boa Vista Energia	Cessão de funcionários	-	-	-	24	10	-
Boa Vista Energia	TV Corporativa	34	-	-	541	-	-
Boa Vista Energia	PPRS	891	-	-	-	-	-
Eletroacre	Diversos	434	294	-	290	-	-
Eletroacre	Energia Comprada	-	1.964	(3.996)	-	2.258	(6.553)
AmGT	Energia Comprada	-	179.976	(426.985)	-	74.217	(511.311)
AmGT	Repasse CCEE	-	93.164	-	-	85.508	-
Eletrosul	Sistema de Transmissão	-	655	-	-	4.187	-
Furnas	Sistema de Transmissão	-	2.981	-	-	1.087	-
Eletronuclear	Energia Comprada	-	4.474	(53.200)	-	-	(43.958)
Total		90.887	3.009.143	(1.102.278)	65.774	2.407.942	(1.145.631)

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

NOTA 45 - EVENTOS SUBSEQUENTES

45.1 Fiscalização da ANEEL aos repasses da CCC

Considerando que a ANEEL pautou o julgamento dos Recursos Administrativos, em 2018 foi obtida tutela provisória nos autos do Mandado de Segurança acima citado que determinou a imediata retirada de pauta do processo e o impedimento de julgamento dos Recursos, até ulterior decisão da Presidência da Sexta Turma acerca da existência ou não de descumprimento de acórdão favorável à AmD, permanecendo até a presente data sem andamento do processo administrativo.

45.2 Programa de Parcerias de Investimento da Presidência da República (CPPI)

A Eletrobras avaliou a modelagem de privatização prevista na Resolução acima citada, de acordo com suas condições financeiras e orçamentárias, em 8 de fevereiro de 2018, através da realização da 170ª Assembleia Geral Extraordinária e aprovou os seguintes tópicos.

- Venda da integralidade das ações da AmD, menos uma ação ordinária, de titularidade da Eletrobras, em leilão de desestatização pelo preço de R\$ 50 mil da referida distribuidora. Esse valor é associado à outorga de concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Companhia e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, no valor de até R\$ 8.911.866 mil. A AmD deverá atender as condições de realizar a desverticalização completa da AmGT até 30 de abril de 2018, e que a Companhia transfira a integralidade das ações emitidas pela AmGT para a Eletrobras e/ou terceiros, visando a quitação parcial de suas dívidas e cujo valor será deduzido do montante de ajuste mencionando acima;
- Assunção pela Eletrobras pelos direitos da AmD, referentes à conta de Consumo de Combustíveis - CCC e a Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, reconhecidos em suas Demonstrações Financeiras na data base dos estudos considerando os ajustes até 30 de junho de 2017 no valor de R\$ 4.055.549 mil, devendo a Eletrobras assumir, em contrapartida, obrigações em valores equivalentes, conforme estabelecido na Resolução do Conselho de Parceria de Investimentos - CPPI número 20 com as alterações do número 28 e 29;
- Dissolução e liquidação da AmD cuja transferência do controle acionário foi aprovada nos itens acima, em caso de não cumprimento das condicionantes previstas para a Companhia no prazo estabelecido pela 169ª Assembleia Geral Extraordinária para a assinatura do contrato de transferência do controle acionário detido pela Eletrobras nas Distribuidoras;
- A cessão gratuita, pela Eletrobras, do direito de preferência de subscrever novas ações a serem emitidas pelas distribuidoras cujas transferências do controle acionário forem aprovadas nos termos acima, no âmbito do aumento de capital a ser feito pelo(s) novo(s) controlador(es), vencedor(es) dos Leilões de Desestatização, para empregados e aposentados da respectiva distribuidora; e

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)

- A delegação de poderes ao Conselho de Administração da Eletrobras para deliberar sobre o exercício de opção da Eletrobras de aumentar a participação, em até 30% (trinta por cento), no capital social das distribuidoras cujas transferências do controle acionário forem aprovadas nos termos dos itens acima, no prazo de até 6 (seis) meses, contados da data de assinatura do respectivo contrato de transferência de controle acionário.

45.3 Processo de Desverticalização

45.3.1 Desverticalização

Em 27 de fevereiro de 2018, através da resolução autorizativa 6.883 a ANEEL alterou os §§ 1º e 2º do artigo 3º, e os artigos 4º, 8º e 9º da Resolução Autorizativa nº 4.244 de 16 de julho de 2013, que versa sobre a desverticalização da AmD, mediante versões dos ativos e passivos das atividades de geração e transmissão para a AmGT, conforme abaixo:

1. A anuência à segregação de atividades da AmD mediante contribuição dos ativos associados às atividades de geração e transmissão de energia elétrica ao capital da AmGT, assim como as transferências de outorgas da Usina Balbina e das Usinas térmicas Aparecida, Mauá, Cidade Nova, Flores, São José e Electron passou a ter como data final para implementação da operação em 30 de abril de 2018.
2. As concessionárias e a controladora terão prazo de 30 (trinta) dias, a contar da data da implementação da segregação, para enviar à Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira da ANEEL, os documentos comprobatórios da formalização das operações de que trata o caput da Resolução Autorizativa nº 4.244.
3. A AmD e a AmGT deverão entregar à Aneel, em até 30 (trinta) dias, a contar da data da implementação da segregação, o diagrama societário do grupo econômico da empresa.
4. Deverá ser aprovado o Termo de Dação em Pagamento das ações da AmGT, da AmD, a ser pactuado com a Eletrobras, para liquidação de dívidas da distribuidora com a Eletrobras.
5. O Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Geração de Energia Elétrica nº 001/2010 deverá ser aprovado e assinado pela AmGT e a Eletrobras no prazo de até 60 (sessenta) dias a contar da data em que a Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira (“SFF”) entender cumpridas as obrigações estabelecidas nos §§ 1º, 2º e 3º do art. 3º da referida Resolução.
6. Em decorrência da desverticalização a AmD e a AmGT deverão celebrar contratos de compra e venda de energia e/ou aditar contratos existentes de modo a preservar o atual nível de contratação da AmD, e submetê-los à aprovação da ANEEL. Em complemento, os colegiados da AmGT, AmD e Eletrobras deliberaram, no dia 01 de março de 2018, pela desverticalização da AmD, a qual está condicionada à finalização da negociação do contrato de gás junto à Petrobras Distribuidora S.A.

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016
(VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS, EXCETO QUANDO INDICADO DE OUTRA FORMA)



Tarcísio Estefano Rosa
Diretor-Presidente



Celso de Oliveira Sant'Anna
Diretor Financeiro




Valdeni Batista Milhomens
Diretor de Gestão



Paulo Eduardo Gama Maciel
Diretora Comercial



Marcelo Fadoul de Souza
Diretor de Operação, Planejamento e Expansão



Cláudio Rubens Pinho Nilo
Diretor de Regulação e Projetos Especiais



José Francisco Albuquerque da Rocha
Diretor de Geração Distribuída



CLEONICE ARAÚJO DE SALES
Contadora - CRC- AM 010393/O-7



KPMG Auditores Independentes
Av. Djalma Batista, 1.661 - Sala 803
Millennium Center - Business Tower
69050-010 - Manaus/AM - Brasil
Caixa postal 3751
Telefone +55 (92) 2123-2350, Fax +55 (92) 2123-2367
www.kpmg.com.br

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras

Aos Conselheiros e Diretores da
Amazonas Distribuidora de Energia S.A.
Manaus - AM

Opinião

Examinamos as demonstrações financeiras da Amazonas Distribuidora de Energia 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, compreendendo as políticas contábeis significativas e outras informações elucidativas.

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Amazonas Distribuidora de Energia 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 as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Base para opinião

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 dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras". Somos independentes em relação à Companhia, 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.

Incerteza relevante sobre a continuidade operacional

Chamamos a atenção para a nota explicativa nº 1.1 às demonstrações financeiras, que descreve que a Companhia vem incorrendo em prejuízos recorrentes e, em 31 de dezembro de 2017, apresenta patrimônio líquido negativo (passivo a descoberto) de R\$ 11.936.537 mil, prejuízos acumulados de R\$ 16.540.071 mil, prejuízo no exercício de R\$ 2.600.910 mil e excesso de passivo circulante em relação ao ativo circulante em R\$ 5.854.170 mil.

Diante desse cenário, conforme decisão da 170ª Assembléia Geral Extraordinária - AGE da Centrais Elétricas Brasileiras S.A. - Eletrobras, em 8 de fevereiro de 2018, foi deliberada a venda das ações da Companhia de titularidade da Eletrobras, que será efetivada por meio de leilão de desestatização associado à outorga de nova concessão pelo Poder Concedente, incluindo a assunção de dívidas da Companhia e/ou conversão de dívidas em aumento de capital, pela Eletrobras, até 31 de julho de 2018, desde que ocorra a conclusão do processo de desverticalização, com a segregação das atividades de geração e distribuição.

Adicionalmente, caso não venha a ser efetivado o leilão de desestatização dentro do prazo supracitado, incluindo outras tratativas descritas acima, a referida AGE prevê também a possibilidade de dissolução e liquidação da Companhia, o que também deverá ocorrer, conforme a 169ª AGE da Eletrobras, caso não seja garantido pela ANEEL e/ou pelo Poder Concedente, o direito à prestação de serviços de distribuição, de forma temporária, até a efetiva transferência do controle acionário limitado a 31 de julho de 2018, mediante remuneração adequada.

Esses eventos e condições indicam a existência de incerteza relevante que pode levantar dúvida significativa quanto à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esses assuntos.

Ênfase

Riscos relacionados a conformidade com leis e regulamentos - Lava Jato

Chamamos a atenção para a nota explicativa nº 40.6 às demonstrações financeiras, para o fato que o prejuízo líquido da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016, foi aumentado em R\$ 67.166 mil, como resultado de baixa em investimento avaliado pelo método de equivalência patrimonial, representando os valores estimados relacionados com as atividades ilícitas que a sua controlada Amazonas Geração e Transmissão de Energia S.A. capitalizou em excesso na aquisição de imobilizado. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

Outros assuntos

Demonstração do valor adicionado

A demonstração do valor adicionado (DVA) referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017, elaborada sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação não é requerida às sociedades anônimas de capital fechado, foi submetida a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essa demonstração está conciliada com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essa demonstração do valor adicionado foi adequadamente elaborada, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e está consistente em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações financeiras e o relatório dos auditores

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

Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras 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 financeiras, 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 financeiras 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. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras, 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 financeiras, 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 financeiras.

Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras

Nossos objetivos são obter segurança razoável de que as demonstrações financeiras, 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 financeiras.

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 financeiras, 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 financeiras 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 financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras 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 financeiras. 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.

Manaus, 16 de abril de 2018

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-AM



Luciano Medeiros
Contador CRC SP-138148/O-3 T-AM



Danilo Siman Simões
Contador CRC 1MG058180/O-2 T-SP