

## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO | 2017

### MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Prezados Acionistas,

O ano de 2017 será lembrado como o início da grande transformação do Grupo Neoenergia, controlador da COELBA, com 96,3% de participação em seu capital social. Com a incorporação da Elektro Holding, em agosto, o Grupo Neoenergia passou a ser o maior grupo privado do setor elétrico brasileiro em número de clientes. São 13,5 milhões de unidades consumidoras atendidas pelas quatro distribuidoras (Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes), um universo de 34 milhões de pessoas – quase 20% da população brasileira. Em Geração, o Grupo Neoenergia possui capacidade instalada de 4,3 GW, entre ativos em operação ou em construção. A base de ativos regulatórios é de R\$ 15 bilhões, a maior entre os players privados do setor no Brasil e América Latina. O Grupo está presente em 16 estados brasileiros e nosso viés é de crescimento sustentável.

Dando sequência a uma parceria de sucesso, construída nestes 20 anos junto ao Banco do Brasil e à PREVI, com a incorporação da Elektro Holding, a Neoenergia tem uma nova composição acionária na qual a Iberdrola torna-se a controladora. O compromisso da Iberdrola no Brasil é claro, histórico e consistente: a Neoenergia é o único veículo de investimentos da Iberdrola no país. Em 2017, os investimentos da Neoenergia, considerando inclusive o investido em suas coligadas, atingiram R\$ 4,4 bilhões, 13% a mais do que em 2016. E esse patamar deverá se manter pelos próximos anos, sobretudo com o desenvolvimento de novos projetos, como as seis linhas de transmissão (1.600 quilômetros no total) e os nove parques eólicos (281,4 MW) conquistados nos meses de abril e dezembro. O Grupo tem muito a avançar.

A COELBA encerra o ano de 2017 com 5,9 milhões de consumidores ativos, um aumento de 1,10% em sua base de clientes em relação a 2016. A energia distribuída se manteve estável em relação ao ano anterior, totalizando 19.620 GWh, sendo 83% referente ao consumo do mercado cativo e 17%, ao mercado livre, que teve um crescimento de 52%.

Considerando os resultados econômico-financeiros da COELBA, comparados a 2016, a Receita Operacional Líquida (ROL) cresceu 15,16% e chegou a R\$ 8,1 bilhões, o EBITDA (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) manteve-se praticamente estável, com uma redução de 0,46% e fechou 2017 em R\$ 1,08 bilhão. O lucro da Companhia no ano de 2017 foi de R\$ 177 milhões. São números que nos encorajam a investir cada vez mais na qualidade dos serviços prestados a nossos clientes e na expansão da infraestrutura elétrica de que o Brasil tanto precisa.

Refletindo sua atuação socioambiental, merece destaque o compromisso da COELBA junto aos Dez Princípios do Pacto Global da ONU. A COELBA reitera seu compromisso com os clientes por meio da melhoria contínua na gestão de suas operações, seu foco em resultados sustentáveis e sua capacidade de geração de valor para o acionista, mesmo num ambiente de negócio desafiador.

É com muito orgulho dessas conquistas que apresento os nossos resultados de 2017. E quero deixar uma palavra que nos estimula para enfrentar os novos desafios que virão: compromisso.

### DESTAQUES

Resultados Econômico-Financeiros - R\$ mil <sup>(1)</sup>	2017	2016	Variação %
Receita Operacional Bruta	11.764.954	10.493.019	12,12
Receita Operacional Líquida	8.138.430	7.067.284	15,16
Margem Operacional Líquida	1.196.444	1.287.186	(7,05)
EBITDA	1.076.845	1.081.768	(0,46)
Resultado Financeiro	(476.692)	(466.727)	2,14
Lucro Líquido	177.044	259.677	(31,82)
Margem Operacional (%)	14,70%	18,21%	(3,51)
Margem EBITDA (%)	13,23%	15,31%	(2,08)
Margem Líquida (%)	2,18%	3,67%	(1,49)
Outros Resultados	2017	2016	Variação %
Volume de fornecimento para mercado cativo (GWh)	16.264	17.351	(6,26)
Consumo de energia na área de concessão (GWh)	19.620	19.547	0,37
Número de Clientes	5.900.504	5.836.376	1,10
DEC anualizado (horas)	19,83	22,91	(13,44)
FEC anualizado (interrupções)	8,23	8,79	(6,37)
Perdas de Distribuição (%)	14,27%	14,16%	0,11
Rating corporativo (S&P)	AA-	AA-	
Investimento (R\$ mil) <sup>(2)</sup>	1.423.863	1.105.055	28,85
Informações Patrimoniais - R\$ mil <sup>(1)</sup>	dez/17	dez/16	Variação %
Ativo Total	12.553.676	10.529.884	19,22
Divida Bruta	4.845.979	4.448.540	8,93
Divida Líquida <sup>(3)</sup>	4.259.223	4.161.615	2,35
Patrimônio Líquido	3.165.688	2.955.708	7,10

<sup>(1)</sup> Em milhares de Reais, exceto onde indicada outra unidade de medida

<sup>(2)</sup> Investimento líquido de subvenções

<sup>(3)</sup> Divida líquida de disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários

Indicadores Financeiros de Dívida	dez/17	dez/16	Variação (p.p)
Divida Líquida/EBITDA <sup>(4)</sup>	3,96	3,85	0,11
EBITDA/Resultado Financeiro <sup>(4)</sup>	2,26	2,32	(0,06)

<sup>(4)</sup> EBITDA e Resultado Financeiro dos últimos 12 meses

- A COELBA encerrou o período com Receita Operacional Bruta de R\$ 11.764 milhões, um aumento de 12,12% em relação ao ano de 2016 (R\$ 10.493 milhões) em função majoritariamente do: (i) aumento da Receita de Fornecimento de Energia e (ii) Reajuste Tarifário Anual;
- A Companhia apresentou melhoria nos indicadores de qualidade de fornecimento, fechando o ano com DEC em 19,83 (melhoria de 13,44% em relação ao indicador registrado em 2016) e FEC em 8,23 (melhoria de 6,37% quando comparado ao último ano), reafirmando o compromisso da empresa com a busca pela melhoria contínua na prestação de seus serviços;
- COELBA foi destacada em 4º lugar dentre as companhias que apresentam as melhores práticas socioambientais pela revista Benchmarking Brasil no ranking dos detentores das Melhores Práticas de Sustentabilidade-Socioambientais, com o caso do projeto Paxuá e Paramin.

### 1. A COELBA

#### 1.1 Histórico

A COELBA detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 415 dos 417 municípios do Estado da Bahia, e aos municípios de Delmiro Gouveia no Estado de Alagoas e Dianópolis no Estado de Tocantins, abrangendo uma área de concessão de 563 mil km², outorgado pelo Decreto de 6 de agosto de 1997 e regulado pelo Contrato de Concessão nº 010, firmado em 08 de agosto de 1997 e aditivos, com vigência de 30 anos, até 7 de agosto de 2027. Adicionalmente, pela atual regulamentação do setor elétrico, a Companhia vem atendendo consumidores livres no Estado da Bahia, desde 2002.

A COELBA foi constituída em 1959, como uma sociedade de economia mista controlada pelo Estado da Bahia, tendo obtido em 1960, autorização do Governo Federal, por meio do Decreto 48.161/60, para funcionar como concessionária de energia elétrica.

Em julho de 1994, a COELBA tornou-se companhia aberta, inscrita sob o Código CVM nº 01452-4. A COELBA foi privatizada, em 31 de julho de 1997, mediante leilão de privatização realizado na bolsa de valores do Rio de Janeiro, tendo sido adquirida pelo consórcio formado pela Neoenergia (nova denominação da Guarani S.A.), Iberdrola, Previ e Fundos de Investimento administrados pelo Banco do Brasil. No dia 08 de agosto de 1997, a COELBA celebrou com a União Federal, por intermédio do Departamento Nacional de Águas e Energia Elétrica – DNAEE (antecessor da ANEEL), o Contrato de Concessão, por meio do qual a Emissora adquiriu o direito de explorar o serviço de produção, transmissão e distribuição de energia elétrica no Estado da Bahia pelo prazo de 30 anos, assumindo a Neoenergia a posição de sua controladora.

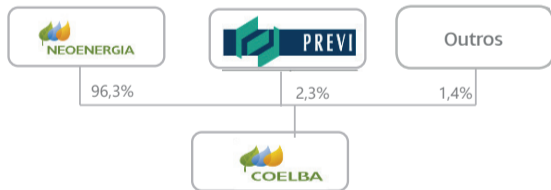
Em 2005, a COELBA, em cumprimento a Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004 e a Resolução Autorizativa ANEEL nº 306, de 05 de setembro de 2005, deu início ao processo de desverticalização da Companhia, visando concentrar-se exclusivamente em sua atividade fim, que consistiu em segregar as atividades e transferir os ativos e passivos relacionados à transmissão e geração de energia para a AFLUENTE GERAÇÃO E TRANSMISSÃO DE ENERGIA além de transferir as participações acionárias na COSERN e na "off shore" Garter Properties Inc. para a NEONERGIA S/A.

#### 1.2 Estrutura Societária

Em 27 de fevereiro de 2015 foi concluída a operação de compra, pela Neoenergia, da participação que a Iberdrola detinha da COELBA, 8,5 %, ficando a composição acionária da COELBA conforme esquema abaixo

Em 30 de junho de 2017, a Assembleia Geral Extraordinária da Neoenergia, controladora da Companhia, aprovou a incorporação da Elektro Holding S.A. ("Elektro") pela Neoenergia, a qual, após a obtenção das aprovações regulatórias necessárias e a satisfação das demais condições precedentes aplicáveis, foi consumada em 24 de agosto de 2017 ("Incorporação").

Com esse movimento a Iberdrola passa ser a controladora da Neoenergia e a partir desse momento a empresa e suas subsidiárias, dentre elas a COELBA, incorporam práticas de gestão e de Governança além da cultura do Grupo Iberdrola.



### 2. AMBIENTE ECONÔMICO

Em 2017, a economia brasileira apresentou uma leve recuperação, quando comparada aos dois últimos anos. O Produto Interno Bruto – PIB, estimado na divulgação do Monitor do PIB elaborado pelo Instituto Brasileiro de Economia da Fundação Getúlio Vargas – Ibre-FGV, encerrou o ano com crescimento de 1,1% da economia (pouco acima dos 1,01% previsto pelo boletim Focus do Banco Central do Brasil – BC), baseado nos indicadores de atividade econômica disponíveis referentes a dezembro.

O Governo Central, considerando os números preliminares dos últimos dias de 2017, espera um resultado primário em média R\$30 bilhões melhor do que a meta estimada de R\$159 bilhões para o fim do ano. Essa melhoria da arrecadação da União teve ajuda da massa salarial, cujo ganho real se elevou frente à queda da inflação. Além disso, de acordo com a Secretaria do Tesouro Nacional, o governo conta com sobre recursos para o cumprimento da "regra de ouro" (norma constitucional que visa impedir o endividamento público para pagamento de despesas correntes) das contas públicas em 2017, comprovando mais uma vez a recuperação de receita, e indicando importante redução do déficit primário do Governo Central (Tesouro, BC e Previdência Social), que deve ser menor que R\$130 bilhões. Isto sinaliza um possível caminho ao reequilíbrio de suas contas e uma retomada da economia.

Segundo dados apurados pelo CDE, o Índice de Commodities Brasil – IC-Br, construído a partir dos preços em reais (R\$) das commodities agrícolas, metálicas e energéticas, fechou 2017 com queda de 0,39%. Isto quer dizer que as matérias-primas que influenciam a inflação encerraram o ano em desvalorização. Nessa mesma linha, em 2017, o Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA alcançou o valor de 2,95% (menor que os 6,29% de 2016), e o Índice Geral de Preços-Mercado – IGP-M apresentou queda de 0,52% em 2017 (frente a alta de 7,17% de 2016). O primeiro, divulgado pelo Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística – IBGE, foi impactado principalmente pelo comportamento atípico dos preços dos alimentos, responsável por 24,71% do índice, que registraram queda recorde no ano de 2,40%. O segundo, elaborado pela FGV, sofreu com a queda de 2,55% do Índice de Preços ao Produtor Amplo – IPA, que tem peso de 60% sobre o IGP-M, regido pela queda de 12,99% dos produtos agropecuários.

Na área de energia, a realização de leilões impulsionou um aumento expressivo de desembolsos do Banco Nacional do Desenvolvimento – BNDES no segmento de infraestrutura em 2017. O banco liberou R\$19,83 bilhões para infraestrutura (crescimento de 13%), sendo R\$19,45 bilhões para contratação de projetos ou novos financiamentos (aumento de 26%). Especificamente para energia, liberou R\$ 15,46 bilhões (crescimento de 52%) para contratações, e registrou um aumento de 69% dos desembolsos, alcançando R\$13,43 bilhões. O custo básico desses financiamentos concedidos pelo banco, a chamada Taxa de Juros de Longo Prazo – TJLP, começou o ano em 7,5% (de janeiro a março), permanecendo a maior parte do período a 7%.

Ainda falando de taxas, o desempenho de investimentos atrelados à Selic (taxa básica de juros da economia brasileira) no ano passado foi prejudicado pelo movimento de baixa da taxa que caiu de 13,65% no fim de 2016 para 6,90% no encerramento de 2017. O mesmo viés tomaram os investimentos vinculados à taxa DI (taxa de Depósito Interbancário), que, seguindo a Selic, caiu de 13,63% no fim de 2016 para 6,89% no encerramento de 2017. A taxa DI é a taxa de negociação dos CDFs (Certificados de Depósito Interbancário), calculada com base nas operações de empréstimos diárias realizadas no mercado entre bancos para não encerrar o caixa diário no negativo. Apesar de ter um impacto negativo na rentabilidade dos investimentos atrelados ao indicador, a queda do DI é benéfica para as dívidas também referenciadas a essa taxa. Considerando números consolidados do Grupo Neoenergia, incluindo Instrumentos Financeiros Derivativos, em 31/12/2017, 70,6% da nova dívida estava indexada ao CDI.

### 3. AMBIENTE REGULATÓRIO

#### 3.1. Hidrologia

Em 2016, observou-se cenário hidrológico desfavorável em grande parte do ano no Sistema Interligado Nacional – SIN, permanecendo desfavorável ao longo do ano de 2017. Neste ano, as energias naturais afluentes da região Nordeste bateram recordes negativos: foi o pior março, maio, julho, agosto e o pior outubro em um histórico de 87 anos. A baixa aflicção, principalmente nos meses de agosto, setembro e outubro, elevou o PLD para próximo do teto nesse período. Além disso, o ano de 2017 fechou com PLD médio de R\$/MWh 323 no submercado SE/CO e R\$/MWh 335 no Nordeste. O Generation Scaling Factor – GSF também registrou recordes negativos: de julho a agosto o índice foi inferior a 65%. O ano de 2017, dezembro ainda estimado, teve GSF médio de 81%. Em 2017, o destaque positivo foi o incremento da geração eólica, principalmente no Nordeste. Foram gerados mais de 4.500 MWmed, o que corresponde a 40% da carga dessa região. Em relação ao ano de 2016, houve crescimento de 28%.

Outro ponto favorável é que alguns de recuperação da economia foram observados no comportamento da carga do SIN. A carga de energia do SIN, considerando o Brasil como um todo, no ano de 2017, registra variação de 1,5% sobre igual período de 2016. Fatores como a queda na taxa de inflação e a redução das taxas de juros ampliam a renda disponível e ajudam na recuperação do consumo em algumas regiões do país. Esse efeito já pode ser percebido nos setores de comércio e serviços mais uma vez em algumas regiões do país.

#### 3.2. Nível Contratual das Distribuidoras

Em 2016 a situação de sobrecontração das distribuidoras agravou-se em função da crise econômica. A partir de tratativas da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADEE junto ao Ministério de Minas e Energia - MME e ANEEL, várias ações foram empreendidas ao longo de 2016 com o intuito de mitigar a sobrecontração das distribuidoras.

No ano de 2017 com o intuito de mitigar a posição de sobrecontração para os anos de 2016 e 2017, a empresa fez uso dos mecanismos implementados pela ANEEL e MME para gerir seu portfólio.

Sendo assim, a COELBA encerrou o ano de 2017 com uma sobrecontração de 6,58%, o que representa 150,40MW médios de sobre contratada. Esses excedentes são liquidados no âmbito da CCEE ao valor de PLD do respectivo período. Até uma sobrecontração de 5% os efeitos econômicos são repassados para a tarifa. O volume que exceder poderá constituir ganho ou perda econômica para a companhia em função da diferença entre o valor do PLD a cada período no respectivo submercado e o preço médio da energia contratada. Para a COELBA houve ganho financeiro devido a sobrecontração de 2017 pois a relação entre o PLD e o preço médio foi favorável para a distribuidora.

#### 3.3. Liquidação Financeira do Mercado de Curto Prazo

A liquidação financeira do mercado de curto prazo representa o acerto de eventuais diferenças entre a energia medida e a contratada pelos agentes que operam no âmbito da CCEE. Os débitos e créditos, apurados pelo processo de contabilização das operações do mercado pela Câmara de Comercialização, são valorados ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, calculado semanalmente.

No ano de 2017, as liquidações financeiras do Mercado de Curto Prazo - MCP continuaram sendo impactadas pelos desdobramentos judiciais, atrelados ao impacto financeiro decorrente dos riscos hidrológicos assumidos pelos agentes de geração participantes do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE por conta do deslocamento da geração hidráulica que, em função de baixa hidrologia exigiu o despacho das usinas térmicas. Esse deslocamento da geração hidráulica é medido pelo indicador conhecido como Generation Scaling Factor – GSF.

Em função desses processos judiciais foi criado um mecanismo para repactuação do risco hidrológico de geração hidrelétrica, cujas diretrizes foram estabelecidas por meio da Lei nº 13.203/2015. Em dezembro de 2015 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 684/2015 que estabeleceu os critérios para anuência e as demais condições para repactuação do risco hidrológico por agentes participantes do MRE.

No entanto, para os contratos do ACL, quase a totalidade dos geradores não assinaram o Acordo GSF, portanto permanecem com liminar protegendo-os dos efeitos do GSF e em função disso continuam sem pagar suas despesas com Risco Hidrológico. A partir desta situação surgiu o impasse sobre quem deve

arcar com os custos associados ao risco hidrológico ou GSF, uma vez que os referidos geradores estavam sobre proteção de liminares judiciais. Os demais membros do MRE alegam que não podem sofrer os efeitos de decisões proferidas em processos dos quais eles não participam, e além disso, já arcam com a correspondente exposição ao GSF. Com isso, surgiram dezenas de liminares que desoneraram membros do MRE de arcar com os custos de GSF desses geradores com contratos no ACL. A conta restou transferida para os credores em geral do Mercado de Curto Prazo (MCP). As associações que representam agentes com posição credora no MCP também sustentam que não podem pagar esta conta.

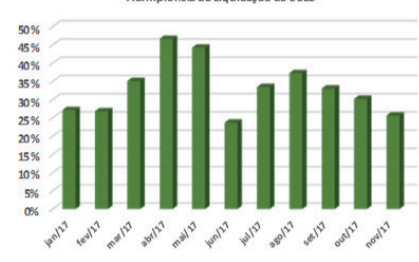
Diante de todo esse impasse o ano de 2017 foi encerrado com essa questão ainda em discussão sem que houvesse uma decisão uniforme por parte dos tribunais. A maior parte da inadimplência continua sendo atribuída aos credores do MCP.

O quadro e gráfico seguintes apresentam a situação de adimplência global verificada na liquidação das operações da CCEE, até o mês de novembro, último até então liquidado referente ao ano de 2017.

A operação de contabilização, realizada em novembro de 2017, envolveu 6.542 agentes, sendo 568 devedores e 5.974 credores.

Mês	Contabilização x Adimplência CCEE - em bilhões de R\$			
	Contabilizado	GSF Não Repactuado	Exposição	Liquidado
jan/17	2,58	1,60	0,98	0,70
fev/17	2,54	1,59	0,95	0,68
mar/17	2,85	1,58	1,27	1,00
abr/17	3,71	1,64	2,07	1,73
ma/17	4,23	2,00	2,23	1,87
jun/17	3,17	2,10	1,07	0,75
jul/17	4,43	2,55	1,88	1,48
ago/17	6,82	3,72	3,10	2,54
set/17	8, 27	4,66	3,61	2,73
out/17	9,84	5,61	4,23	2,97
nov/17	10,00	6,00	4,00	2,56

Adimplência da Liquidação da CCEE



No mês de novembro, ocorreu a revogação da decisão judicial, que limitava o Ajuste do MRE (GSF) em 95% para agentes associados à Associação Brasileira de Geração de Energia Limpa – Abragel.

A CCEE tem atuado na esfera jurídica para garantir o tratamento isonômico de todos os agentes e a aplicação das regras de comercialização.

A operação de contabilização, realizada em novembro de 2017, envolveu 6.542 agentes, sendo 568 devedores e 5.974 credores.

É importante destacar, por fim, que embora o impasse relativo a judicialização no mercado de curto prazo ainda não tenha uma solução definitiva, ao longo de 2017 a COELBA não sofreu maiores impactos uma vez que a distribuidora se manteve na posição de "devedora" ao longo dos meses e a regra atual determina que o valor não pago por um determinado agente seja suportado pelos credores da liquidação.

#### 3.4. Contratos de Concessão das Distribuidoras

Em 2016 a ANEEL promoveu ajustes nos contratos das distribuidoras, destacando-se os seguintes aspectos:

a) Agrupamento de Áreas de Concessão

A Resolução Normativa nº 716/2016 publicada em maio de 2016 permitiu que áreas de concessão atendidas por distribuidoras sujeitas a controle societário comum possam ser agrupadas, com a unificação dos respectivos termos contratuais, mediante solicitação enviada à ANEEL até 31 de agosto do ano anterior ao do efetivo agrupamento, com as características das concessões que serão agrupadas, a operação escolhida para a reorganização societária e a justificativa para o agrupamento quanto à sua racionalidade operacional e econômica. A ANEEL deliberará pela unificação a partir de 1º de janeiro do ano seguinte ao da solicitação. A referida resolução define ainda que a data-base dos reajustes e revisões da concessionária agrupada será na data-base do último processo tarifário previsto dentre as concessionárias originais no primeiro ano do agrupamento.

b) Aditivo ao Contrato de Concessão

Em agosto de 2016 a ANEEL publicou o Despacho nº 2.194/2016 no qual aprova a minuta de termo aditivo ao contrato de concessão de distribuição, de caráter opcional, para as concessionárias que não tiveram os contratos prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013. A intenção da agência foi fazer um aprimoramento na regra para dar possibilidade às distribuidoras que ainda não tiveram suas concessões prorrogadas, a assinatura do novo modelo de contrato de concessão. As distribuidoras que se enquadram nesta condição poderão aderir integralmente ao novo modelo de contrato, instrumento que poderá contemplar nova data para realização dos processos tarifários, o que deve ser objeto de audiência pública específica para cada concessionária. Para as distribuidoras que já assinaram o termo aditivo ao contrato de concessão a Resolução Normativa nº 747/2016, publicada em dezembro de 2016, estabeleceu critérios para limitação de distribuição de dividendos e pagamento de juros sobre o capital próprio em razão da violação de indicadores de continuidade, uma vez que o termo aditivo possui cláusulas relativas à restrição de proventos. Importante ressaltar que essa regra apenas afetará aquelas empresas que tiverem a renovação da concessão ou que aderiram ao novo aditivo, o que não é caso da COELBA cuja renovação ocorrerá apenas em 2027.

#### 3.5. Lei 13.360/2016

No dia 18.11.2016 o Governo publicou a Lei nº 13.360/2016, conversão da Medida Provisória 735/2016. Ao todo a Lei 13.360/2016 alterou 16 leis que estavam em vigor e promoveu mudanças significativas no âmbito da distribuição de energia. Uma dessas mudanças implementadas foi a autorização para as distribuidoras venderem seus excedentes contratualizados aos consumidores livres, sem restringir tal venda à respectiva área de concessão. Em 22 de agosto de 2017 foi publicado o Decreto 9.143/2017 que regulamentou a venda de excedentes, definindo que os agentes de distribuição poderão negociar, no Ambiente de Contratação Livre - ACL, contratos de venda de energia elétrica lastreados no excesso de energia contratada para atendimento à totalidade do mercado, podendo negociar a energia com os consumidores livres, geradores, comercializadores e agentes de autoprodução. O decreto determinou ainda que a ANEEL edite as normas necessárias para cumprimento do dispositivo.

Para o cumprimento de tal objetivo, a ANEEL abriu no dia 30/11/2017 a Audiência Pública nº 70/2017 que busca não só obter subsídios e informações adicionais para a criação do Mecanismo de Venda de Excedentes do Ambiente de Contratação Regulada - ACR, como também revogar a Resolução Normativa nº 711/2016 e promover alterações no MCSD de Energia Nova. Essa Audiência será encerrada em 2018.

#### 3.6. Contratação das Distribuidoras com Partes Relacionadas

Com a publicação da Resolução Normativa nº 699/2016 em fevereiro de 2016, foi regulamentado o inciso XIII do art. 3º da Lei nº 9.427/1996, que trata dos controles prévios e a posteriori sobre atos e negócios jurídicos entre as concessionárias, permissionárias e autorizadas e suas partes relacionadas. As principais mudanças introduzidas pela nova resolução foram:

- Conceito de Parte Relacionada: além da manutenção do conceito anterior, que remetia aos controladores, suas sociedades e coligadas bem como as controladoras e coligadas de controlador comum, foram incluídos (i) seus administradores e diretores, quando o objeto do negócio for estranho às competências e atribuições estatutárias inerentes ao cargo; (ii) pessoas jurídicas que possuam diretores ou administradores em comum, indicados pelos acionistas controladores, quando estes representem a maioria do capital votante; e (iii) as pessoas jurídicas que possuam diretores ou administradores comuns à Permissionária;

- Foi regulamentado os contratos de prestação de serviço e de compartilhamento de infraestrutura e de recursos humanos. Os contratos estabelecidos anteriormente poderão ser prorrogados, desde que anuídos pela ANEEL, caso se demonstre vantagem operacional, econômica e financeira para o Agente contratante em aditar a avença frente a uma nova contratação;

- O rateio dos custos de compartilhamento de recursos humanos ocorrerá de forma proporcional ao Ativo Imobilizado Bruto – AIB do agente participante do compartilhamento. No compartilhamento de recursos humanos pelas Distribuidoras, essas deverão manter a autonomia integral dos processos de operações, de engenharia e de ouvidoria;

- Com relação às áreas de suprimentos, contábil, comercial, financeira, de auditoria, além de outras a critério da ANEEL, as Distribuidoras deverão, no pedido de anuência prévia, apresentar a forma de gestão a ser aplicada aos referidos processos, de modo a evidenciar sua autonomia para que o serviço concedido se mantenha adequado por todo o período da contratação, sendo que a ANEEL poderá demandar a autonomia integral ou parcial dos processos.

#### 3.7. Tarifas

##### 3.7.1. Reajuste Tarifário Anual

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.222 de 18 de abril de 2017, publicada no Diário Oficial da União do dia 20 de abril de 2017, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 6,59%, dos quais 2,47% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 4,12% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 3,00%, conforme tabela a seguir. As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2017 com vigência até 21 de abril de 2018.

Grupo de Consumo	Varição Tarifária
AT - Alta Tensão (>2,3kV)	3,50%
BT - Baixa Tensão (<2,3kV)	2,77%
<b>Efeito tarifário médio AT+BT</b>	<b>3,00%</b>

#### 3.7.2. CDE – Encargos

Através da Resolução Homologatória nº 2.202/2017, a ANEEL estabeleceu o encargo anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE para o ano de 2017. Posteriormente essa resolução foi revogada e publicada a Resolução Homologatória nº 2.204/2017.

Algumas parcelas desse encargo estão sendo questionadas judicialmente por algumas associações.

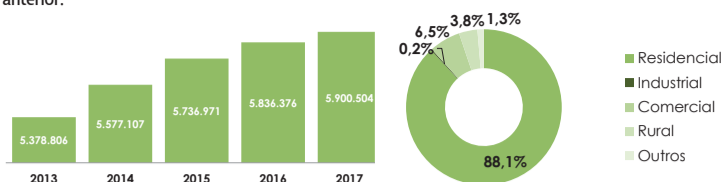
Em janeiro de 2016 uma nova liminar foi concedida pela Justiça Federal em Brasília ampliando o número de grandes consumidores de energia que tiveram o pagamento de parte dos custos da CDE suspensos. A decisão impede a inclusão desses consumidores no rateio das quotas de CDE, similar ao que ocorreu em 2015 para as empresas afiliadas à Associação Brasileira de Grandes Consumidores Industriais de Energia e de Consumidores Livres – ABGRACE.

A concessão da antecipação de tutela beneficia empresas da Associação Nacional dos Consumidores de Energia – ANACE; Associação Técnica Brasileira das Indústrias Automáticas de Vidro – ABIVIDRO; Associação Brasileira da Indústria de Alcalis, Cloro e Derivados – ABICLOR; e Associação Brasileira da Indústria Química – ABIQUIM. A parcela questionada é que deve ser excluída da cobrança da CDE referente às despesas relativas ao pagamento de indenizações das concessões renovadas, subsídios tarifários, exposição das distribuidoras, restos a pagar, dispêndios com a compra de combustível para as térmicas dos sistemas isolados e com a implantação do gasoduto Uruçu-Coari-Manaus e subsíd

## 4. DESEMPENHO OPERACIONAL

### 4.1.1. Número de Consumidores Ativos

Em 2017, a COELBA alcançou o patamar de 5.900.504 consumidores ativos, registrando crescimento de 1,10%, representando incremento de 64.128 novos clientes, em relação ao ano anterior.



### 4.1.1.1. Participação do Segmento Baixa Renda na Classe Residencial

Considerando os critérios estabelecidos na Resolução ANEEL nº 414/2010, que define o conceito de consumidores de baixa renda, estes correspondem a 21,30% do total de consumidores residenciais da COELBA enquanto que os consumidores residenciais normais representam 78,70%. A Lei nº 12.212 de 20 de janeiro de 2010 alterou as regras incidentes sobre a tarifa aplicável à Subclasse Residencial Baixa Renda das distribuidoras de energia elétrica. Em função desta Lei, a COELBA alcançou em dezembro de 2017 um total de 1.107.017 clientes cadastrados com a tarifa subsidiada.

Descrição	2013	2014	2015	2016	2017
Convencional	2.744.433	2.853.201	3.865.031	3.965.727	4.091.116
Baixa Renda	2.000.300	2.073.848	1.196.592	1.181.521	1.107.017
<b>Total</b>	<b>4.744.733</b>	<b>4.927.049</b>	<b>5.061.623</b>	<b>5.147.248</b>	<b>5.198.133</b>

Evolução de Clientes Residenciais



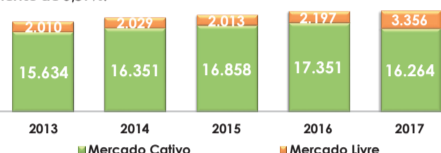
### 4.1.2. Energia Contratada

A energia contratada para atender ao mercado da COELBA em 2017, totalizou 21.355 GWh, o que representa um decréscimo de 3,60% em relação a 2016. Esta queda foi decorrente do encerramento dos contratos que alcançaram o fim da vigência e do esforço da distribuidora para enquadrar a sua sobra contratual nos limites regulatórios por meio dos processamentos de redução e/ou cessão contratual, homologados pelo regulador. A energia foi adquirida a um custo médio total acumulado de R\$ 160,45/MWh, enquanto o PLD médio do Nordeste em 2017 foi de R\$ 335,33/MWh.

Em 2017 a COELBA teve uma sobra contratual de 6,58%, o que representa 150,40MW médios. Até uma sobrecontratação de 5% os efeitos econômicos são repassados para a tarifa. O volume que exceder poderá constituir ganho ou perda econômica para a companhia em função da diferença entre o valor do PLD a cada período no respectivo submercado e o preço médio da energia contratada. Esta relação de PLD X preço médio em 2017 foi favorável para a COELBA, e, portanto a sobrecontratação representou um ganho financeiro para a distribuidora.

### 4.1.3. Energia Distribuída

Em 2017, a energia distribuída pela COELBA totalizou 19.620 GWh, sendo 83% referente ao consumo do mercado cativo e 17% do mercado livre. Em relação a 2016 a energia distribuída apresentou um aumento de 0,37%.



Com a conjuntura econômica desfavorável enfrentada pelo país em 2017, a energia distribuída no mercado cativo pela COELBA nesse ano registrou queda de 6,26% na comparação com 2016. Todas as classes de consumo apresentaram decréscimo, com exceção da rural e iluminação pública, que avançaram 3,55% e 6,51% respectivamente. Já no Mercado Livre a energia distribuída pela COELBA teve uma elevação de 52,77%, resultado da migração para esse mercado dos clientes industriais, comerciais e serviço público.

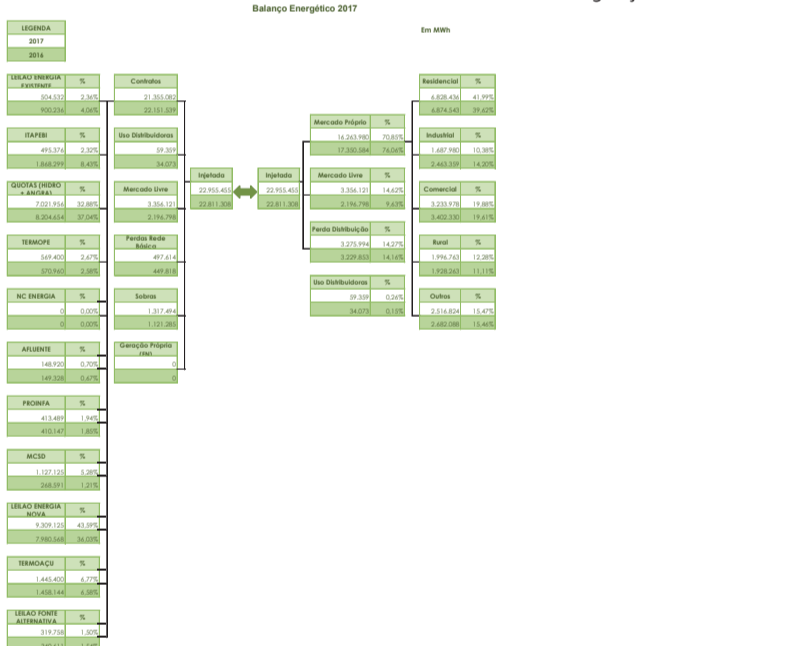
- O consumo da classe residencial em 2017 foi 0,67% inferior ao registrado em 2016. Os efeitos negativos da conjuntura e as condições climáticas contribuíram para esse resultado.
- O consumo da classe comercial cativa registrou uma queda 4,9% na comparação com 2016 enquanto a classe comercial total (cativa + livre) decresceu 1,3% sendo beneficiada pela parte livre que cresceu 33,9%. Assim como a classe residencial, a comercial também sofreu com os efeitos das condições climáticas.
- A classe industrial cativa registrou queda de 31,5% no ano, devido à migração para o cliente livre. Já o consumo industrial distribuído (cativo + livre) apresentou crescimento de 0,5%, apesar de ter sido a classe mais negativamente impactada pela crise.
- A classe rural, que apresenta seu comportamento muito vinculado às condições pluviométricas das Regiões Norte e Oeste e intensivas em irrigação, cresceu 3,55% no ano de 2017, em comparação com 2016. O ano de 2017 foi caracterizado por pouca chuva (-22,2% em relação a 2016), nessas regiões.
- As classes Serviço Público, Poder Público, Iluminação Pública e Uso Próprio, que representam 15,5% do mercado cativo, apresentaram uma queda de 6,2% em 2017 em relação ao mesmo período de 2016. Este resultado foi influenciado principalmente pelo segmento Serviço Público, que registrou decréscimo de 23,5%, em função da migração de consumidores para o mercado livre.

O quadro a seguir demonstra a composição da Receita com Fornecimento de Energia e do Volume da Energia Vendida pela COELBA por classe.

Classe	2016		2017		Variação 2016/2017		Participação 2017	
	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita (R\$ mm)	Volume (GWh)	Receita	Volume	Receita	Volume
Residencial	3.945	6.875	4.197	6.828	6,40%	-0,67%	49,10%	41,99%
Industrial	1.011	2.463	804	1.688	-20,53%	-31,48%	9,40%	10,38%
Comercial	2.044	3.402	2.074	3.234	1,46%	-4,95%	24,26%	19,88%
Rural	521	1.928	575	1.997	10,36%	3,55%	6,73%	12,28%
Poder Público	361	713	381	702	5,70%	-1,52%	4,46%	4,31%
Iluminação Pública	257	1.013	297	1.079	15,32%	6,51%	3,47%	6,63%
Serviço Público	264	940	221	720	-16,29%	-23,45%	2,59%	4,43%
<b>Subtotal</b>	<b>8.403</b>	<b>17.334</b>	<b>8.549</b>	<b>16.248</b>	<b>1,73%</b>	<b>-6,27%</b>	<b>100,00%</b>	<b>99,90%</b>
Consumo Próprio		16		16		0,48%		0,10%
<b>Total</b>	<b>8.403</b>	<b>17.351</b>	<b>8.549</b>	<b>16.264</b>	<b>1,73%</b>	<b>-6,26%</b>	<b>100,00%</b>	<b>100,00%</b>

### 4.1.4. Balanço Energético

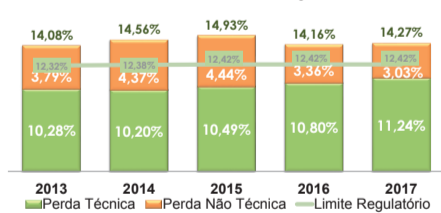
Em 2017, a energia injetada pela COELBA apresentou crescimento de 0,9% equivalente a 195 GWh em relação a 2016. A energia injetada atingiu o patamar de 22.955 GWh em 2017. Do total da energia injetada, 70,85% (16.264 GWh) foi destinada ao consumo do mercado regulado, 14,62% (3.356 GWh) para o consumo do mercado livre, 0,26% (59 GWh) para suprimento a outras distribuidoras e 14,27% (3.276 GWh) representaram perdas na energia injetada.



### 4.1.5. Perdas

As perdas de energia correspondem às perdas totais englobando as perdas técnicas, montante de energia elétrica dissipada no processo de transporte de energia entre o suprimento e o ponto de entrega, e as perdas não técnicas, que correspondem à diferença entre as perdas globais e as perdas técnicas. Nesta parcela de perdas não técnicas são considerados, portanto, os furtos de energia, defeito em equipamentos de medição, erros no processo de faturamento, unidades consumidoras sem equipamento de medição etc.

As perdas de energia são acompanhadas pela COELBA por meio do índice percentual que compara a diferença entre a energia requerida/comprada e a energia fornecida/faturada, acumuladas no período de 12 meses. Com base nessa metodologia, apresentamos os índices da COELBA.



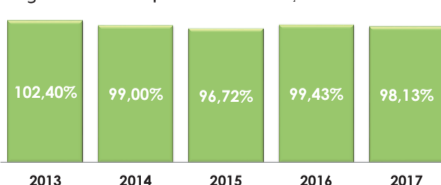
O Índice de Perdas 2017 apresentou um aumento de 0,11 p.p em relação ao ano anterior, passando de 14,16% para 14,27% e ficando acima do limite regulatório de 12,42%. Contudo, nas perdas não técnicas, houve uma redução de 0,33 p.p.. Este decréscimo foi influenciado pelo resultado das ações previstas no Plano de Redução de Perdas.

Para a realização desse plano em 2017, foram aplicados cerca de R\$ 68,72 milhões em ações de combate às perdas, sendo as principais citadas abaixo:

- Realização de 187,1 mil inspeções, com uma recuperação total de 105,8 GWh em energia;
- Regularização de 17,3 mil ligações clandestinas, contribuindo para redução do número de inadimplentes, cortados e auto-religados, além da recuperação de créditos;
- Atuação em áreas de perdas elevadas com instalação de sistema de medição centralizada em mais de 2,3 mil clientes;
- Atualização de mais de 568,6 mil pontos de iluminação pública através do levantamento cadastral e mais 63,1 mil pontos através de ação de fiscalização do parque de iluminação pública, com uma recuperação total de 56,2 GWh em energia;
- Substituição de 143,9 mil medidores obsoletos e defeituosos.

### 4.1.6. Arrecadação

O desempenho da arrecadação é medido pelo Índice de Arrecadação – IAR, definido pelo quociente do valor total arrecadado com energia elétrica e títulos, inclusive de exercícios anteriores, em relação aos valores faturados por fornecimento de energia no exercício. O índice acima de 100% representa a recuperação de clientes em débito com a distribuidora. No gráfico abaixo é apresentado a evolução deste índice nos últimos 5 anos.



Ainda que a economia tenha dado indícios de melhora ao longo do ano de 2017 (fato que pode ser percebido pelo aumento do consumo no mercado livre em toda a área de concessão das distribuidoras do Grupo – representando um aumento do consumo das classes industrial e comercial), os efeitos dessa retomada ainda não foram sentidos pelas famílias (fato percebido pela redução do volume distribuído à classe residencial na área de concessão). Dessa forma, a retração do período anterior ainda pode refletir na capacidade de pagamento dos consumidores.

Ainda, o custo com energia elétrica para o consumidor no ano de 2017, provocado pelo cenário hidrológico desfavorável, sofreu uma maior incidência das bandeiras tarifárias, no qual tivemos o acionamento das bandeiras amarela ou vermelha, nos patamares 1 ou 2, provocando um acréscimo no custo ao consumidor.

Neste cenário, a COELBA intensificou as ações de combate à inadimplência, aliada às estratégias de cobrança mais incisivas. A seguir, as ações que se destacaram durante o ano de 2017:

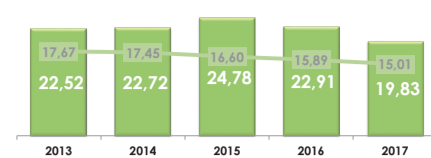
- Intensificação das suspensões de fornecimento de energia elétrica, com 1.082 mil suspensões acumuladas em 2017, representando aumento de 41 mil suspensões em relação ao mesmo período de 2016;
- Realização de ações administrativas de menor custo, com foco nas dívidas de baixo risco de recebimento;
- 9,4 milhões de negativativas com efetividade média de 53%;
- 18,1 milhões de acionamentos por URA (Unidade de Resposta Auditável) e SMS (Serviço de Mensagem);
- Intensificação da atuação das Assessorias de Cobrança, com R\$ 392 milhões arrecadados e representando aumento de 25% em relação a 2016;
- Otimização das ações de suspensão do fornecimento por meio de atuação em concentrações geografizadas;
- Melhoria do processo de seleção de clientes para a negativativa, aumentando a efetividade da ação;
- Redução do prazo dos parcelamentos para mitigar o risco de inadimplência e maximizar a arrecadação das parcelas;
- Foco nos maiores débitos dos grandes clientes, com acompanhamento diferenciado e incremento das ações de cobrança;
- Interação com a área jurídica para revisão do andamento processual e liminares ativas, objetivando a negociação dos débitos;
- Intensificação das negociações com órgãos do Poder Público, visando à recuperação de dívidas antigas;
- Condicionamento da execução de serviços aos clientes do Poder Público à quitação das dívidas mais antigas;
- Foco nos maiores débitos dos grandes clientes, com acompanhamento diferenciado das negociações realizadas para garantir o cumprimento do acordo;
- Parametrização do processo de cobrança, tornando as ações sistematizadas para os grandes clientes;
- Atos de cobrança e campanhas direcionadas aos clientes com opção de pagamento em débito automático, com o objetivo de incrementar a base de clientes nesta modalidade e elevar a recuperação do débito.

Todas as ações de cobrança são pautadas por modelos estatísticos que avaliam a propensão de pagamento do cliente, permitindo assim adotar estratégias diferenciadas de acordo com o perfil do cliente.

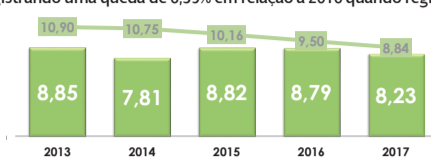
### 4.1.7. DEC e FEC

A qualidade do fornecimento de energia é verificada principalmente pelos indicadores de qualidade DEC - Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e FEC - Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor, que aferem respectivamente a duração média das interrupções e a quantidade média de interrupções por consumidor.

No ano de 2017 o sistema de distribuição registrou para o indicador DEC o valor de 19,83 horas, que registrou uma queda de 13,43% em relação a 2016, quando foi de 22,91 horas.



O FEC atingiu o valor de 8,23 interrupções, registrando uma queda de 6,39% em relação a 2016 quando registrou 8,80 interrupções.



Em 2017, o indicador do FEC continuou apresentando desempenho enquadrado aos limites regulatórios estabelecidos pela ANEEL. Para o indicador DEC, apesar de ainda ter apresentado desempenho não enquadrado aos limites regulatório, a redução citada em relação ao ano de 2016, foi reflexo dos investimentos no sistema elétrico e da melhoria das práticas de manutenção. Vale ressaltar que o desempenho do DEC em 2017 foi impactado pelas intempéries registradas em várias regiões do estado da Bahia, principalmente no mês de Dezembro/17, que sujeitou a rede elétrica a desligamentos simultâneos e territorialmente esparsos.

No ano de 2017 mantivemos nosso foco na busca de melhoria dos indicadores de qualidade. Alguns números dimensionam esse esforço da COELBA no estado da Bahia. As ações de manutenção e os investimentos realizados 2017 já mostraram um impacto positivo, refletido na melhora do DEC.

- Realização de podas de árvores em 35.235 km de Redes MT;
- Instalação de 167 equipamentos automatizados na rede de distribuição;
- Instalação de 58 sensores em toda área de concessão;
- Conclusão da construção de linhas de subtransmissão, com um total de 181 km de linha construída;
- Construção de 10 subestações, beneficiando diversas áreas da concessão;
- 24 obras de melhorias em subestações já existentes.

## 5. INVESTIMENTOS

Até o final do ano de 2017, a COELBA investiu um montante de R\$1.876.323mil, dos quais R\$452.460mil são investimentos subvencionados representando um aumento total de R\$610.924mil em comparação ao ano anterior (R\$1.265.398mil em 2016, dos quais R\$160.344mil são referentes a investimentos subvencionados).

Natureza Investimento	2016	2017
Expansão de Rede	477.755	662.760
Programa Luz Para Todos	161.092	234.041
Novas Ligações	132.172	230.064
Sist. Distrib. AT e MT	184.490	198.655
Renovação de Ativos	138.325	146.417
Melhoria da Rede	72.514	77.645
Perda e Inadimplência	31.015	16.730
Outros	545.789	972.770
<b>TOTAL</b>	<b>1.265.398</b>	<b>1.876.323</b>
(+) Subvencões	-160.344	-452.460
<b>(=) Investimento Líquido</b>	<b>1.105.055</b>	<b>1.423.863</b>
(-) Pessoal	-49.317	-52.849
(-) Componentes Financeiros	-79.103	-82.622
<b>(=) Investimento Direto Líquido</b>	<b>976.635</b>	<b>1.288.391</b>

Os investimentos realizados no ano de 2017 foram aderentes ao planejado para o período. O nível adequado de investimentos reflete a política da COELBA para garantir a constante melhoria da qualidade de seus serviços prestados, bem como a geração de valor do negócio, mantendo seu compromisso com os clientes, a sociedade e a concessão.

A tabela a seguir apresenta a evolução dos principais ativos do sistema elétrico da empresa nos últimos cinco anos:

Principais Ativos Elétricos	2013	2014	2015	2016	2017
Linhas de Transmissão (km)	9.514	9.313	9.437	9.619	9.737
Subestações (un)	335	331	366	337	341
Transformadores de Força (un)	463	482	495	503	516
Potência Instalada (MVA)	5.273	5.640	5.850	6.059	6.396
Linhas de Distribuição (km)	25.373	258.850	264.298	272.003	283.295
Transformadores de Distribuição (un)	210.488	219.187	226.327	236.079	250.561

### 5.1. Programa Luz para todos

O Programa Luz para Todos – PLPT foi instituído pelo Governo Federal com o objetivo de propiciar o atendimento em energia elétrica à parcela da população do meio rural e residencial baixa renda brasileira sem acesso a esse serviço público. Com a publicação do Decreto nº 8.387, de 30 de janeiro de 2014, foi novamente prorrogada a vigência do Programa Luz para Todos para 2018.

A COELBA faz hoje a gestão do maior programa de eletrificação rural do país com investimentos acumulados superiores a R\$ 4,6 bilhões, com participação financeira da Distribuidora, do Governo Federal e do Governo Estadual.

Em novembro de 2016 a ANEEL publicou a Resolução Normativa nº 746, que aprimora a metodologia de verificação do cumprimento das metas dos planos de universalização, e a Resolução Homologatória nº 2.175, que homologa o resultado da Revisão do Plano de Universalização Rural da COELBA, estabelecendo o ano 2021 como limite para o alcance da universalização.

A COELBA, em 2017, através do Programa Luz para Todos, ligou 19.439 novos clientes, atingindo a marca de 603.730 ligações realizadas na Bahia desde a sua implantação em 2004, promovendo desenvolvimento econômico e melhorando a qualidade de vida das pessoas.

O número de ligações efetuadas pela COELBA até 2017 está demonstrado a seguir.

Programa Luz para Todos		
Ligações executadas até 2009		353.209
Ligações executadas em 2010		75.637
Ligações executadas em 2011		39.888
Ligações executadas em 2012		26.726
Ligações executadas em 2013		34.766
Ligações executadas em 2014		18.704
Ligações executadas em 2015		13.732
Ligações executadas em 2016		21.629
Ligações executadas até 31/12/2017		19.439
<b>Total de Ligações Executadas</b>		<b>603.730</b>

## 6. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

Os comentários da Administração sobre o desempenho econômico-financeiro e o resultado das operações devem ser lidos em conjunto com as demonstrações financeiras e notas explicativas.

### 6.1. EBITDA (LAJIDA)

Atendendo a Instrução CVM nº 527 demonstramos no quadro abaixo a conciliação do EBITDA (sigla em inglês para Lucro Antes dos Juros, Impostos, Depreciação e Amortização, LAJIDA) e, complementamos que os cálculos apresentados estão alinhados com os critérios dessa mesma instrução:

Conciliação EBITDA R\$ mil (1)	2017	2016	Variação (R\$)	Variação (%)
Lucro líquido	177.044	259.677	(82.633)	(31,82)
Despesas financeiras	1.626.214	2.533.207	(906.993)	(35,80)
Receitas financeiras	(1.149.522)	(2.066.480)	916.958	(44,37

DEDUÇÕES DA RECEITA BRUTA (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
<b>IMPOSTOS (ICMS / PIS / COFINS / ISS)</b>	<b>(2.904.528)</b>	<b>(2.748.628)</b>	<b>(155.900)</b>	<b>5,67</b>
<b>ENCARGOS SETORIAIS</b>	<b>(721.996)</b>	<b>(677.107)</b>	<b>(44.889)</b>	<b>6,63</b>
Conta de desenvolvimento energético - CDE	(525.683)	(593.605)	67.922	(11,44)
Encargos do Consumidor - PROINFA	(15.200)	(13.978)	(1.222)	8,74
Encargos do Consumidor - CCRBT	(105.095)	(1.539)	(103.556)	6.728,78
Outros (FNDCT / EPE / PROINFA / TFSEE / PEE / P&D)	(76.018)	(67.985)	(8.033)	11,82
<b>(-) Dedução da receita bruta</b>	<b>(3.626.524)</b>	<b>(3.425.735)</b>	<b>(200.789)</b>	<b>5,86</b>

## 6.5. Custos e Despesas Operacionais

CUSTOS E DESPESAS (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(3.931.834)	(3.259.030)	(672.804)	20,64
Encargos de Uso do Sistema de Transmissão	(315.831)	(382.828)	66.997	(17,50)
<b>Não-gereciáveis</b>	<b>(4.247.665)</b>	<b>(3.641.858)</b>	<b>(605.807)</b>	<b>16,63</b>
Pessoal e Administradores	(438.969)	(364.914)	(74.055)	20,29
Material	(35.688)	(414.988)	8.510	(19,25)
Serviços de terceiros	(731.462)	(704.310)	(27.152)	3,86
Depreciação e amortização	(388.055)	(342.558)	(45.497)	13,28
Provisões Líquidas - PLCD	(74.168)	(92.250)	18.082	(19,60)
Provisões Líquidas - Contingências	(69.571)	(71.074)	1.503	(2,11)
Custo de Construção	(1.396.960)	(988.115)	(408.845)	41,38
Outros	(67.102)	(78.797)	11.695	(14,84)
<b>Gereciáveis</b>	<b>(3.201.975)</b>	<b>(2.686.216)</b>	<b>(515.759)</b>	<b>19,20</b>
<b>Total</b>	<b>(7.449.640)</b>	<b>(6.328.074)</b>	<b>(1.121.566)</b>	<b>17,72</b>

Os custos e despesas operacionais em 2017 alcançaram R\$ 7.449.640 mil um aumento de 17,72% em relação ao ano de 2016, R\$ 6.328.074 mil. Essa variação é, basicamente, o efeito líquido dos seguintes fatores:

- (i) Aumento de 20,64% no custo da energia elétrica comprada para revenda, em R\$ 672.804 mil, decorrente principalmente dos fatores descritos a seguir:
  - Aumento dos custos variáveis do MCP (mercado de curto prazo) em R\$ 751.749 mil em relação ao ano de 2016, devido ao aumento do PLD médio Nordeste, que saiu de R\$/MWh 173,56 para R\$/MWh 335,33 no ano de 2017, em função do custo da parcela variável e do Risco Hidrológico que sofreram o efeito da alta do PLD; aumento do repasse das usinas hidrelétricas que não são de cotas e a redução do GSF - Generation Scaling Factor;
  - Aumento de R\$ 392,326 mil, nos custos de energia adquirida impactado pelo acréscimo de 19% da quantidade de energia adquirida no ambiente regulado - ACR, a fim de compensar a redução das contas da Companhia
  - Desvio desfavorável no montante R\$ 107.518 mil devido aos déficits que a Companhia esteve na CCEE
- Esse aumento foi compensado pela:
  - Variação positiva de R\$ 415.847 mil com energia adquirida no contrato bilateral em função da desconstrução da Usina Hidrelétrica Itapeti e Itapi-Irapé - ACR, a fim de compensar a redução das contas da Companhia
  - Variação positiva de R\$ 15.847 mil com energia adquirida no contrato bilateral em função da desconstrução da Usina Hidrelétrica Itapeti e Itapi-Irapé
  - Com a contribuição favorável de R\$ 73.049 mil em função da realocação das Cotas, apesar do aumento das tarifas
  - Variação positiva de R\$ 26.493 devido ao crédito de PIS e COFINS
  - Contribuição favorável de R\$ 49.712 mil referente ao ressarcimento de energia e encargos de energia de reserva - EER, devido ao descumprimento das usinas em relação aos despachos solicitados pelo ONS e em função da alta do PLD que provoca um efeito favorável no ERR
- (ii) Encargos de uso do sistema de transmissão, variação positiva de R\$ 66.997 mil, decorrente principalmente, pela combinação dos principais fatores: (a) aumento do custo com o encargo de rede básica no valor de R\$ 208.037 mil devido ao reajuste tarifário da Rede Básica em julho/2017 de 254%; (b) com a necessidade de elevar o acionamento de usinas térmicas, com a consequente geração mais perto da Carga, redução de 59% do custo do ESS - encargo de serviço do sistema - equivalente a R\$ 94.237 mil quando comparado ao ano de 2016, e (c) variação favorável de R\$ 166.802 mil do encargo de energia de reserva - EER em função da alta do PLD, provocando uma contabilização positiva redutora do custo do encargo no 2017.
- (iii) Aumento de 20,29% dos gastos na conta de pessoal e administradores, em R\$ 74.055 mil, devido a transferência de custo de pessoal para outras despesas em serviço - ODS, reajuste acordo sindicato, migração do plano de saúde e aumento do quadro de colaboradores devido à mudanças estruturais do Grupo Neoenergia com adaptações na COELBA.
- (iv) Redução da PLCD em R\$ 18.082 mil decorrente da reversão na classe residencial em consequência da intensificação das ações de cobrança com foco na PLCD, como o aumento no volume de cortes, em média 77 mil/mês em 2016 para 90 mil/mês em 2017.
- (v) Aumento de 41,38%, representando R\$ 408.845 mil, no custo de construção sem efeito no resultado, pois em contra partida houve igual aumento na receita de construção.

## 6.6. Resultado Financeiro

RESULTADO FINANCEIRO (em R\$ mil)	2017	2016	2017 X 2016	
			R\$	%
Renda de aplicações financeiras	38.174	49.988	(11.814)	(23,63)
Juros, comissões e acréscimo moratório	48.594	42.012	6.582	15,67
Encargos de dívida, variações monetárias e cambiais	(368.485)	261.683	(630.168)	(240,81)
Instrumentos financeiros derivativos	(41.935)	(695.807)	653.872	(93,97)
Atualização provisão para contingências / depósitos judiciais	(32.704)	(32.705)	1	(0,00)
Remuneração financeira da parcela A e outros itens financeiros	(1.236)	22.239	(23.475)	(105,56)
Obrigações pós emprego	(65.526)	(58.417)	(7.109)	12,17
Outras receitas (despesas) financeiras líquidas	(53.574)	(55.720)	2.146	(3,85)
<b>Resultado Financeiro Líquido</b>	<b>(476.692)</b>	<b>(466.727)</b>	<b>(9.965)</b>	<b>2,14</b>

A Companhia apresentou um aumento de R\$ 9.965 mil em seu Resultado Financeiro Líquido, que em 2017 atingiu R\$ 476.692 mil, contra R\$ 466.727 mil em 2016. As variações decorrem dos principais fatores, descritos a seguir:

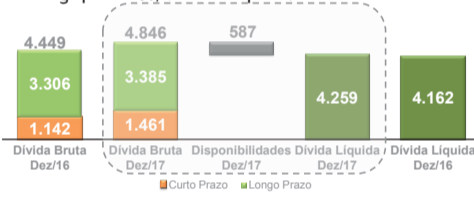
- (i) Variação negativa da renda de aplicações financeiras em R\$ 11.814 mil, decorrente principalmente da redução no saldo médio das disponibilidades em relação ao mesmo período ano anterior.
- (ii) Variação líquida negativa de R\$ 23.475 mil da Remuneração Financeira da Parcela A e outros itens Financeiros impactou de forma desfavorável o resultado financeiro líquido devido à variação do saldo que falta amortizar de CVA verificado no ano de 2017 em relação ao ano de 2016, conforme homologados pela ANEEL nos processos de reajuste tarifário da COELBA em 2017 e 2016.
- (iii) Parcialmente compensado pela contribuição favorável de R\$ 23.704 mil nas despesas de dívida e instrumentos financeiros. Essa redução foi decorrente principalmente do efeito da redução dos juros praticados no mercado, principalmente, do CDI e da TJLP que são os indexadores mais relevantes da dívida, contribuindo positivamente com R\$ 115.474 mil, apesar dos volumes da dívida apresentarem um aumento de R\$ 95.289 mil na comparação entre 2017 e 2016. Os instrumentos financeiros mantiveram o resultado de despesa em relação a 2016, isso se deve a liquidações de contratos com resultado positivo, em contrapartida houve o aumento de 1,5% na cotação do dólar, conforme quadro de indicadores, a seguir:

Índices	2016	2017	Δ p.p
CDI	14,00%	9,93%	-4,07
TJLP	7,50%	7,00%	-0,50
IPCA	6,29%	2,95%	-3,34
DÓLAR	3,2591	3,3080	0,05

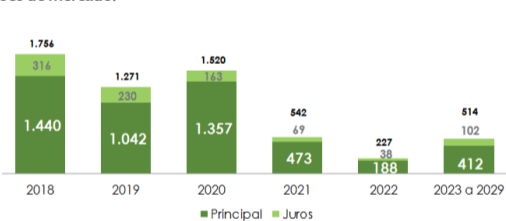
## 7. ESTRUTURA DE CAPITAL

### 7.1. Perfil da Dívida

De acordo com sua Política Financeira, a COELBA busca permanentemente o alongamento e a redução do custo da sua dívida. Em dezembro de 2017, o Grupo contava com 69,9% da dívida contabilizada no longo prazo e 30,1% no curto prazo.



O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida, utilizando as curvas forward de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento da Companhia vigente em 31 de dezembro de 2017. Sendo assim, as informações apresentadas abaixo diferem das do cronograma de vencimentos apresentado nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017, que considera os índices e moedas realizados no encerramento do período e não as projeções de mercado.



## 8. PRÁTICAS DE GESTÃO

### 8.1. Estrutura de Governança

As práticas de Governança Corporativa do Grupo Neoenergia buscam assegurar a transparência e a equidade nos negócios, bem como o respeito aos direitos das partes interessadas. O modelo permite o aproveitamento da sinergia dos negócios entre as empresas que integram o Grupo e a unificação de processos, práticas e políticas. A estrutura de governança é composta por Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva, com o apoio de Comitês que contribuem para as deliberações e tomadas de decisão. O Acordo de Acionistas da Neoenergia orienta a atuação dos conselheiros e estabelece cláusula para abstenção de voto sobre temas que possam representar conflito de interesses.

### Conselho de Administração

É integrado por cinco representantes, sendo quatro representantes dos acionistas e um dos empregados, eleitos pela Assembleia Geral de Acionistas e seus respectivos suplentes, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição. Entre os titulares, quatro são indicados pela Neoenergia e um eleito pelos empregados.

As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem bimestralmente para avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da companhia, bem como discutir os assuntos que merecem atenção. Os integrantes podem ainda se reunir extraordinariamente quando convocados pelo presidente ou pela maioria dos membros.

### Conselho Fiscal

Com função independente o Conselho Fiscal é composto por cinco membros titulares e igual número de suplentes, eleitos pela Assembleia Geral dos Acionistas para mandatos de um ano, sendo quatro deles representantes da Neoenergia e um representante dos acionistas preferencialistas não controladores. O Conselho Fiscal tem como objetivo garantir o exercício do direito dos acionistas de fiscalizar a gestão dos negócios e sua função fiscalizadora independente é reforçada pela atuação individual dos conselheiros prevista em lei.

É responsável pela gestão dos negócios, sendo composta atualmente por cinco membros, incluindo o diretor-presidente. Seus integrantes são nomeados pelo Conselho de Administração para mandatos de três anos, passíveis de renovação. Os diretores se reúnem ordinariamente, semanalmente ou extraordinariamente, sempre que exigida.

A Diretoria das empresas Controladas pela Neoenergia está estruturada de forma matricial na qual os Diretores estatutários da holding também são diretores de todas as Controladas da Neoenergia.

### Comitês

O Grupo Neoenergia possui quatro diferentes comitês, instalados apenas na holding: de Auditoria, Financeiro, Remuneração e Sucessão e de Partes Relacionadas. Cada Comitê, dentro de seu escopo, é responsável por análises e recomendações de grande parte das decisões do Conselho de Administração. Cada Comitê é formado por 05 membros titulares e seus respectivos suplentes, com exceção do Comitê de Partes Relacionadas formado por 03 membros titulares e seus respectivos suplentes, indicados pelo Conselho de Administração. Os Comitês realizam reuniões conforme demanda.

### 8.2. Direito dos Acionistas e Política de Dividendos

A COELBA possui definido em seu estatuto o pagamento de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido após constituição de 5% de reserva legal. Além disso, no Estatuto Social da Companhia está determinado que as ações preferenciais tenham direito a dividendos 10% (dez por cento) maiores que os atribuídos às ações ordinárias. A distribuição de dividendos intermediários ou intercalares é uma faculdade da Companhia, mediante aprovação do Conselho de Administração.

O Estatuto Social da COELBA menciona também que o Conselho de Administração poderá aprovar o pagamento ou crédito de juros sobre capital próprio, "ad referendum" da Assembleia Geral Ordinária (AGO) que apreciar as demonstrações financeiras relativas ao exercício social em que tais juros foram pagos ou creditados, os quais poderão ser imputados ao dividendo obrigatório, a critério do Conselho de Administração da Companhia, conforme autoriza a legislação aplicável.

No ano de 2017, a COELBA realizou os seguintes pagamentos de proventos:

Ato Societário	Tipo de Provento:	Valor Bruto (R\$)
Ata do Conselho de Administração de 30/06/2017	Juros sobre Capital Próprio	115.290.103,61
Ata do Conselho de Administração de 12/01/2017	Dividendos Intercalares	16.650.009,66
Ata do Conselho de Administração de 12/01/2017	Juros sobre Capital Próprio	99.962.774,65

### 8.3. Relações com Investidores

No intuito de disponibilizar informações com elevado padrão de qualidade, transparência e confiabilidade, com base na legislação pertinente e das regras que regulam o setor elétrico, a COELBA adota uma política de comunicação consistente, clara e confiável com o mercado de capitais, zelando pelo relacionamento com acionistas, analistas de mercado, instituições financeiras, agências de "rating" e instituições reguladoras, em conformidade com as boas práticas de governança corporativa. A COELBA disponibiliza informações por meio da área de Relações com Investidores, e-mail (ri@neoenergia.com), no site www.coelba.com.br - link RI e por meio dos relacionamentos trimestrais e anuais arquivados na Bovespa e CVM.

### 8.4. Gestão de Riscos

A área de Gestão de Riscos da Neoenergia atua de forma corporativa para todas as suas empresas e tem como objetivo trazer mais transparência para os processos corporativos e suporte na tomada de decisões estratégicas do Grupo.

A área é coordenada pela Superintendência de Gestão de Riscos, se reporta à Diretoria Financeira e suas principais responsabilidades são:

- (i) Elaborar e monitorar os Mapas de Riscos dos negócios;
- (ii) Elaborar e garantir o cumprimento das Políticas de Risco corporativas e para os negócios do Grupo;
- (iii) Avaliar e monitorar o risco de crédito das contrapartes financeiras e comerciais;
- (iv) Quantificar e monitorar os principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta;
- (v) Elaborar e divulgar relatórios e informações relacionadas aos riscos da companhia para os órgãos reguladores e demais stakeholders;
- (vi) Coordenar a realização das reuniões da Comissão de Riscos

### 8.5. Integridade e Ética

A gestão de riscos corporativos é complementada pela estrutura organizacional de Governança da Companhia, que inclui as áreas responsáveis por Compliance, Controles Internos e Auditoria. Essas áreas, em conjunto com a área de Gestão de Risco Corporativo e as áreas de negócios e corporativas, complementam e fortalecem a estrutura de gerenciamento de riscos.

A Política de Gestão de Risco Corporativo da Neoenergia, aprovada pelo Conselho de Administração, define os princípios, diretrizes e estrutura para gestão de riscos. Esta Política se desdobra e é complementada por outras políticas do Grupo, também aprovadas pelo Conselho de Administração, tais como:

- Política de Risco de Crédito
- Política de Riscos Financeiros
- Política de Seguros
- Política de Risco de Mercado de Energia
- Política de Risco para o negócio de Geração
- Política de Risco para o negócio de Comercialização
- Política de Risco para o negócio de Distribuição.

A gestão de riscos corporativos é complementada pela estrutura organizacional de Governança da Companhia, que inclui as áreas responsáveis por Compliance, Controles Internos e Auditoria. Essas áreas, em conjunto com a área de Gestão de Risco Corporativo e as áreas de negócios e corporativas, complementam e fortalecem a estrutura de gerenciamento de riscos.

Neste modelo, as áreas de negócio responsáveis pelas atividades de geração, distribuição, transmissão e comercialização de energia, bem como as demais áreas e funções corporativas, constituem a primeira linha de defesa no gerenciamento de riscos; as diversas funções de controle de riscos e supervisão de conformidade estabelecidas pela Administração da Companhia (Risco Corporativo, Controles Internos e Compliance) são a segunda linha de defesa; e a avaliação independente feita pela Auditoria Interna é a terceira linha de defesa.

A área de Gestão de Risco da Neoenergia atua hoje de forma independente das áreas de negócio integrando a visão risco-oportunidade na gestão das empresas.

### 8.5. Integridade e Ética

O Grupo Neoenergia tem como um de seus valores a INTEGRIDADE e busca incessantemente pautar sua conduta e a de seus colaboradores dentro de princípios éticos e de conformidade com a legislação brasileira e com as melhores práticas em termos de ética empresarial. Além disso, envia esforços para que seus fornecedores de bens e serviços também adotem condutas íntegras e aderentes aos princípios defendidos pela Companhia em seu Código de Ética e em suas Políticas de Integridade. A empresa adquire também as normas estipuladas em tratados internacionais dos quais o Brasil é signatário, por meio do Pacto Global das Nações Unidas contra

Corrupção e se alinha aos princípios de combate à corrupção, estabelecidos pelo Instituto ETHOS.

Para atingir esses objetivos o Grupo Neoenergia conduz uma série de ações dentro de seu Programa de Integridade, conforme diretrizes do Conselho de Administração e que estão em linha com a legislação anticorrupção brasileira e as melhores práticas empresariais de compliance. A coordenação desse programa é realizada pela Superintendência de Compliance, criada desde 2014, a qual é responsável por (a) planejar, conceber, executar, manter e avaliar o Programa de Integridade da Neoenergia e suas controladas; (b) elaborar e revisar Códigos de Conduta, políticas e procedimentos a fim de promover e reforçar uma cultura de integridade baseada em princípios éticos de negócio; (c) identificar, avaliar e propor medidas de mitigação de riscos de não conformidade de forma a garantir a aderência do Grupo aos princípios da legalidade e de combate à corrupção; (d) investigar os casos de conduta em desconformidade com o Código de Ética e políticas de integridade; (e) treinar executivos e colaboradores sobre temas relacionados com ética empresarial e legislação anticorrupção; (f) propor medidas de prevenção relacionadas com comportamento ético e aderente à legislação; (g) coordenar as ações de disseminação da cultura de integridade e ética por toda a organização.

Em 2017 o esforço da empresa em sua jornada de integridade foi reconhecido pela segunda vez consecutiva, com a conquista do Selo Empresa Pró Ética, concedido pelo Ministério da Transparência, Fiscalização e Controladoria Geral da União, evidenciando a aderência de seu Programa de Integridade às boas práticas empresariais em termos de prevenção de ilícitos e aderência aos requisitos da legislação anticorrupção brasileira. Além disso, neste ano destacam-se as ações relacionadas com a reavaliação de riscos de corrupção, desenvolvimento de ações de integridade junto a fornecedores e o esforço empreendido em treinamentos e processos formais de conhecimento e aceitação do Código de Ética e Políticas de Integridade, os quais foram automatizados através da intranet, garantindo mais praticidade, transparência e sustentabilidade para o Grupo Neoenergia.

### 8.6. Ouvidoria

A Ouvidoria é mais um canal de relacionamento da Distribuidora criado, especialmente, para prestar informações, registrar e dar tratamento às sugestões, aos elogios, às denúncias e às reclamações de clientes, que não foram solucionadas pelos canais de atendimento. Através dessas manifestações, a Ouvidoria atua junto às áreas para orientar quanto ao fiel cumprimento da regulamentação do setor elétrico, visando eliminar os riscos regulatórios. O principal desafio da Ouvidoria é consolidar a satisfação do cliente.

Em 2017, a Ouvidoria da COELBA recebeu 225.336 manifestações, das quais 3% foram reclamações de consumidores insatisfeitos com os serviços prestados pela distribuidora. Os processos com maior procedência foram: interrupção do fornecimento, ligação nova com extensão de rede (prazo) e tensão de fornecimento, com 40%, 17% e 10%, respectivamente.

Foram recebidas 8.294 manifestações da Ouvidoria da Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, das quais 3.798 (46%) foram encaminhadas para tratamento no 1º nível da distribuidora, pois o cliente não procurou a empresa inicialmente, outras 1.924 (23%) manifestações foram tratadas em 2º nível pela Ouvidoria da COELBA, pois o cliente já havia feito contato no 1º nível, e 2.572 (31%) foram tratadas como reclamação de 3º nível. Este novo conceito instituído pela ANEEL em 2015, denominado "Caminho do Entendimento", direciona a reclamação do consumidor para o canal de atendimento adequado, dando oportunidade a COELBA de tratar as reclamações em um primeiro momento desde a reclamação, passando pela Ouvidoria própria até a Ouvidoria da agência reguladora.

Destaca-se em 2017 a re-certificação da Ouvidoria da COELBA na norma ISO 9001:2015, sem ocorrência de não conformidade, colocando-a, mais uma vez, em patamar de gestão e controle de qualidade de reconhecimento nacional. Isso fica evidenciado através dos resultados obtidos, tendo como destaque o percentual de respostas no prazo, ou seja, 99,8% de todas as manifestações tratadas na Ouvidoria.

## 9. RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

A Sustentabilidade é um valor para o Grupo Neoenergia. Em 2017, as ações socioambientais da companhia passaram a ser divulgadas em um ambiente digital específico - www.neoenergiasustentavel.com.br - possibilitando a disseminação dos diversos programas e projetos de relacionamento com as comunidades realizados por suas empresas controladas, entre elas, a COELBA. O foco em educação e cultura, a promoção do uso seguro e eficiente da energia elétrica, e a busca por inovação em processos, produtos e serviços são os pilares que norteiam os projetos nas empresas.

As ações socioambientais da COELBA incluem projetos próprios e apoio a projetos de terceiros com recursos próprios e incentivados. Há ainda os programas de Eficiência Energética e de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), ambos regulados pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) e desenvolvidos conforme o que determina a Lei 9.991/2000, segundo a qual a empresa deve separar 0,5% da sua receita operacional líquida (ROL) para investir em Pesquisa e Desenvolvimento e mais 0,5% em Eficiência Energética (EE).

Para promover o diálogo e a transparência com seus públicos de relacionamento, o Grupo Neoenergia publica, anualmente, seu Relatório de Sustentabilidade, que é elaborado com a metodologia da Global Reporting Initiative (atualmente seguimos o modelo GRI-4). O documento apresenta a estratégia, o modelo de gestão, as operações e os desempenhos econômico, social e ambiental da empresa.

Em 2017, a Neoenergia e a COELBA renovaram seu compromisso junto aos Dez Princípios do Pacto Global da ONU, iniciativa que preconiza uma atuação baseada em princípios universais relacionados a direitos humanos, direitos do trabalho, preservação ambiental e combate à corrupção. O grupo tem também parcerias estratégicas com fóruns nacionais em prol do desenvolvimento sustentável e do aprimoramento dos investimentos sociais corporativos, como a organização Comitês, o Conselho Empresarial Brasileiro para o Desenvolvimento Sustentável - Cebeds, e o Instituto Ethos de Empresas e Responsabilidade Social.

### Foco em Educação e Cultura

A educação é uma das vertentes de atuação do Grupo Neoenergia e a COELBA apoia os projetos Se Liga e Acelera, do Instituto Ayrton Senna, impactando aproximadamente 16 mil alunos da rede pública de ensino. Combater o analfabetismo, à evasão escolar de estudantes do 1º ao 5º ano de escolas públicas e corrigir o fluxo escolar do ensino fundamental, são as premissas destes programas educacionais. Na Bahia, o projeto é desenvolvido na cidade de Juazeiro e em 2017, os municípios de Salvador e Feira de Santana também foram contemplados no projeto. A COELBA também é parceira do Bolshoi, através do projeto Adote um Aluno, com três alunos baianos, com baixa condição social. A Escola do Teatro Bolshoi no Brasil é a única Escola do Bolshoi fora da Rússia, e proporciona formação e cultura por meio do ensino da dança.

Estimular um comportamento seguro alinhado à educação também é uma das premissas do grupo, e com a Abracopel - Associação Brasileira de Conscientização para os Perigos da Eleticidade, a COELBA leva para sala de aula da rede pública de ensino os conceitos de segurança com a rede elétrica através de um Concurso Nacional de Redação e Desenho com o tema "Eleticidade com Segurança". Dessa forma, estimulamos a conscientização das crianças para os riscos da eletricidade, além de incentivar a prática da redação e das atividades lúdicas.

Na área cultural, dentre as principais iniciativas patrocinadas está a Flica. Pelo sexto ano consecutivo, a distribuidora patrocinou a Flica, um tradicional evento cultural do estado, realizado na cidade de Cachoeira, e pelo quinto ano, apresentou a Filquinha. Em 2017, a concessionária levou um pouco mais de literatura para a Filquinha, com o lançamento do livro "A Arvore que não Queria Morrer", uma história que leva para as crianças mais informações sobre o uso eficiente da energia elétrica e a importância da preservação do meio ambiente. Foram distribuídos em torno de 4mil exemplares. A COELBA também patrocinou o documentário audiovisual e a produção de um livro-catálogo sobre a tradição do Terço de Reis no Sudoeste baiano.

### Eficiência Energética

O Programa de Eficiência Energética da COELBA, regulado pela ANEEL, tem como foco promover o uso seguro e eficiente da energia elétrica. Entre as ações que merecem destaque em 2017 estão:

Vale Luz: incentiva a troca de resíduos sólidos e óleo de cozinha por créditos na conta de energia, com destinação do material coletado à indústria da reciclagem, contribuindo para a preservação do meio ambiente. Beneficia clientes residenciais, condomínios e empresas. Um total de 65 comunidades, 38 condomínios e 11 empresas participaram da ação em 2017. O Vale Luz COELBA arrecadou 416,71 toneladas, resultando em mais de R\$ 100 mil convertidos em desconto na fatura de energia.

Projeto Educação com Energia: capacita professores de escolas públicas estaduais e privadas para que sejam multiplicadores dos conceitos básicos do uso eficiente e seguro da energia elétrica, conforme a metodologia "Energia que Transforma", desenvolvida pela Fundação Roberto Marinho, em parceria com a Eletrobras. Em 2017, o projeto capacitou 197 professores e 11.820 alunos em 112 escolas na Bahia. Além da capacitação nas escolas, o projeto mantém atendimento no Espaço Museu da Energia, que recebeu 15.777 visitantes, no Espaço Usina Solar Pituaçu, que contou com 4.967 visitantes, e na Unidade Móvel Educativa, que impactou 11.288 pessoas.

Festival TO Ligação na Energia: conjunto de ações educativas para educar e falar com adolescentes, professores, familiares e da comunidade. Estimula produções artísticas variadas, culminando em uma gincana sobre consumo eficiente e seguro da energia. Na Bahia, o Festival aconteceu em oito escolas, com um total de 2.043 participantes.

Energia com Cidadania: promove a redução do consumo de energia de moradores de comunidades populares e unidades consumidoras do poder público ou de cunho filantrópico que não exercem atividade com fins lucrativos e estejam localizadas em comunidades de baixa renda, através da substituição de equipamentos antigos por novos (lâmpadas LED e refrigeradores); com o Selo Procel de economia de energia. Além de ações educativas, a empresa possibilita a oferta de serviços comunitários e de parceiros externos, como o cadastro no programa Bolsa Família, entre outros. Em paralelo ao atendimento aos clientes das comunidades, é realizado um levantamento de unidades consumidoras sem fins lucrativos (poder público ou filantrópico) com potencial para eficiência do sistema de iluminação. O projeto impactou 13.541 pessoas com palestras sobre o uso seguro e eficiente da energia, 156 geladeiras e 96.035 lâmpadas foram trocadas de clientes residenciais em 28 comunidades populares dos municípios de Salvador, Poções, Vitória da Conquista, Jequié, Santo Amaro e Campaê. Nessas mesmas comunidades, 145 instituições foram atendidas.

Eficientização de Prédios Públicos: promove a eficiência energética de equipamentos, processos e usos finais de energia em prédios da administração pública e entidades beneficiadas. O Teatro Castro Alves e os hospitais Geral Roberto Santos e Geral do Estado foram contemplados com melhorias de instalação nos usos finais de iluminação e condicionamento ambiental, incluindo a efficientização de centrais de água gelada. O projeto prevê uma economia de 2.848 MWh/ano e a retirada de demanda da ponta de cerca de 375 kW. O Grupo de Apoio à Criança com Câncer - Bahia (GACC) e as

**BALANÇOS SOCIAIS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 31 DE DEZEMBRO DE 2016 (INFORMAÇÃO ADICIONAL)**

1 - BASE DE CÁLCULO	2017				2016 (Reclassificado)			
	R\$ mil				R\$ mil			
Receita Líquida (RL)	8.138.430				7.067.284			
Resultado Operacional (RO)	688.790				739.210			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	329.604				300.924			
Valor Adicionado Total (VAT)	5.483.430				6.223.176			
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT
Alimentação	26.149	7,93%	0,32%	0,48%	25.385	8,44%	0,36%	0,41%
Encargos sociais compulsórios	89.154	27,05%	1,10%	1,63%	86.145	28,63%	1,22%	1,38%
Previdência privada *	(20.800)	-6,31%	-0,26%	-0,38%	(26.276)	-8,73%	-0,37%	-0,42%
Saúde	71.666	21,74%	0,88%	1,31%	54.423	18,09%	0,77%	0,87%
Segurança e saúde no trabalho	4.460	1,35%	0,05%	0,08%	4.440	1,48%	0,06%	0,07%
Educação	1.067	0,32%	0,01%	0,02%	984	0,33%	0,01%	0,02%
Cultura	81	0,02%	0,00%	0,00%	301	0,10%	0,00%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	2.713	0,82%	0,03%	0,05%	1.692	0,56%	0,02%	0,03%
Creches ou auxílio-creche	4.551	1,38%	0,06%	0,08%	3.913	1,30%	0,06%	0,06%
Esporte		0,00%	0,00%	0,00%		0,00%	0,00%	0,00%
Transporte	609	0,18%	0,01%	0,01%	580	0,19%	0,01%	0,01%
Participação nos lucros ou resultados	49.406	14,99%	0,61%	0,90%	22.798	7,58%	0,32%	0,37%
Outros	3.512	1,07%	0,04%	0,06%	898	0,30%	0,01%	0,01%
<b>Total - Indicadores sociais internos</b>	<b>232.568</b>	<b>70,56%</b>	<b>2,86%</b>	<b>4,24%</b>	<b>175.281</b>	<b>58,25%</b>	<b>2,48%</b>	<b>2,82%</b>
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Educação	2.355	0,71%	0,03%	0,04%	1.003	0,14%	0,01%	0,02%
Cultura	30.880	9,37%	0,38%	0,56%	27.146	3,67%	0,38%	0,44%
Saúde e Saneamento	617	0,19%	0,01%	0,01%	551	0,07%	0,01%	0,01%
Esporte		0,00%	0,00%	0,00%		0,00%	0,00%	0,00%
Combate a fome e segurança alimentar		0,00%	0,00%	0,00%		0,00%	0,00%	0,00%
Desenvolvimento Social	485.299	14,72%	5,96%	8,85%	282.953	38,28%	4,00%	4,55%
Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico	34.257	10,39%	0,42%	0,62%	26.066	3,53%	0,37%	0,42%
Outros	620	0,19%	0,01%	0,01%	1.415	0,19%	0,02%	0,02%
<b>Total das Contribuições para a Sociedade</b>	<b>554.028</b>	<b>168,09%</b>	<b>6,81%</b>	<b>10,10%</b>	<b>339.133</b>	<b>45,88%</b>	<b>4,80%</b>	<b>5,45%</b>
Tributos (Exceto Encargos Sociais)	2.512.179	762,18%	30,87%	45,81%	2.380.030	321,97%	33,68%	38,24%
<b>Total - Indicadores sociais externos</b>	<b>3.066.207</b>	<b>930,27%</b>	<b>37,68%</b>	<b>55,92%</b>	<b>2.719.163</b>	<b>367,85%</b>	<b>38,48%</b>	<b>43,69%</b>
4 - INDICADORES AMBIENTAIS	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT
Investimentos relacionados com a operação da empresa	181.283	55,00%	2,23%	3,31%	92.816	151,52%	19,75%	21,40%
Investimento em programas e/ou projetos externos	16.343	4,96%	0,20%	0,30%	30.567	4,14%	0,43%	0,49%
<b>Total dos investimentos em meio ambiente</b>	<b>197.626</b>	<b>59,96%</b>	<b>2,43%</b>	<b>3,60%</b>	<b>123.384</b>	<b>155,66%</b>	<b>20,18%</b>	<b>21,89%</b>
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade.	4				5			
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativamente e/ou judicialmente	31				345			
Passivos e contingências ambientais.	4				4			
Quanto ao estabelecimento de metas anuais para minimizar resíduos, o consumo em geral na produção/operação e aumentar a eficácia na utilização de recursos naturais, a empresa:	(x) Não possui Metas	( ) Cumpre de 0 a 50%	( ) Cumpre de 51 a 75%	( ) Cumpre de 76 a 100%	(x) Não possui Metas	( ) Cumpre de 0 a 50%	( ) Cumpre de 51 a 75%	( ) Cumpre de 76 a 100%
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	2017				2016			
Nº de empregados(as) ao final do período	2.897				2.662			
Nº de admissões durante o período	376				222			
Nº de desligamentos durante o período	141				183			
Nº de empregados(as) terceirizados	14.840				11.776			
Nº de estagiários(as)	114				169			
Nº de empregados acima de 45 anos	568				599			
Nº de empregados por faixa etária, nos seguintes intervalos:	2.897				2.662			
menores de 18 anos								
de 18 a 35 anos	1.560				1.475			
de 36 a 60 anos	1.294				1.154			
acima de 60 anos	43				33			
Nº de empregados por nível de escolaridade, segregado por:	2.897				2.662			
analfabetos								
com ensino fundamental	4				37			
com ensino médio	750				794			
com ensino técnico	933				729			
com ensino superior	1.008				933			
pós-graduados	202				169			
Nº de empregados por sexo:	2.897				2.662			
homens	2.215				1.987			
mulheres	682				675			
% de cargos de chefia por sexo:	100%				100%			
homens	73%				72%			
mulheres	27%				28%			
Nº de negros(as) que trabalham na empresa	306				180			
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)	2%				1%			
Nº de empregados portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais	128				120			
Remuneração bruta segregada por:	218.053				192.980			
Empregados	209.733				186.426			
Administradores	8.320				6.554			
Terceirizados								
Autônomos								

6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	2017			2016		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	38			37		
Nº total de acidentes de trabalho	11			33		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos por:	( ) direção	(x) direção e gerência	( ) todos (as) os empregados (as)	( ) direção	(x) direção e gerência	( ) todos (as) os empregados (as)
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos por:	(x) direção e gerência	( ) todos(as) + CIPA	( ) todos (as) os empregados (as)	(x) direção e gerência	( ) todos(as) + CIPA	( ) todos (as) os empregados (as)
Quanto à liberdade sindical, ao direito de negociação coletiva e à representação interna dos(as) trabalhadores(as), a empresa:	( ) não se envolve	( ) segue as normas da OIT	(x) incentiva e segue a OIT	( ) não se envolve	( ) segue as normas da OIT	(x) incentiva e segue a OIT
A previdência privada contempla:	( ) direção	( ) direção e gerência	(x) todos (as) os empregados (as)	( ) direção	( ) direção e gerência	(x) todos (as) os empregados (as)
A participação nos lucros ou resultados contempla:	( ) direção	( ) direção e gerência	(x) todos (as) os empregados (as)	( ) direção	( ) direção e gerência	(x) todos (as) os empregados (as)
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(x) são exigidos	( ) não são considerados	( ) são sugeridos	(x) são exigidos
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:	(x) não se envolve	( ) apóia	( ) organiza e incentiva	(x) não se envolve	( ) apóia	(x) organiza e incentiva
<b>Contencioso Cível:</b>						
<b>Nº total de reclamações e críticas de consumidores(as):</b>						
Na Empresa	69.135			75.863		
No Procon	392			480		
Na Justiça	28.945			33.980		
<b>% das reclamações e críticas solucionadas:</b>						
Na Empresa	100%			100%		
No Procon	100%			100%		
Na Justiça	116%			54%		
<b>Montante de multas e indenizações a clientes, determinadas por órgãos de proteção e defesa do consumidor ou pela Justiça</b>	89.677			51.667		

Realização de reuniões de alinhamento com as regionais, referente ao processo de Reclamação		
Revisão da Norma e procedimentos internos para padronizar a tratativa das reclamações nas empresas do Grupo		
Orientação, elaboração de Informes, acompanhamento das aberturas indevidas das reclamações impropriedades para evitar inconsistências dos registros de reclamações dos clientes		
Prognosticar junto às áreas a necessidade de melhorias de processo para antever a procedência das reclamações na 1ª instância		
Reuniões de alinhamento com as CAGR's da NEOENERGIA, para troca de experiências, identificação das melhores práticas, além da unificação dos procedimentos, objetivos, relatórios, entre outros processos		
Acompanhamento diário das reclamações pendentes de respostas junto às áreas envolvidas com as reclamações da 1ª instância		
Apresentação semanal do processo de reclamações da 1ª instância para a reunião das Superintendências		
Certificação da ISO 9001:2015 garantindo a qualidade do processo de gestão de reclamações de 1ª instância na Coelba		
Divulgação mensal de Síntese de Reclamações para os envolvidos, possibilitando diagnósticos qualitativos e quantitativos.		
Realização de reuniões e visitas as unidades da Capital e do interior, para estreitamento de relacionamento e divulgação dos processos da Ouvidoria; Revisão da Norma e procedimentos internos para balizar as análises dos processos; Realização de capacitação de atendentes da Ouvidoria que recebem e registram as manifestações dos clientes; Sinalização as áreas da necessidade de melhorias de processo que levam a procedência das reclamações na Ouvidoria; Reuniões de alinhamento com as Ouvidorias da NEOENERGIA, para troca de experiências, identificação das melhores práticas, além da unificação dos procedimentos, objetivos, relatórios, entre outros processos; Emissão diária de relatórios para as áreas envolvidas com reclamações da Ouvidoria, buscando mitigar as pendências; Apresentação semanal do processo Ouvidoria para a reunião das Superintendências e Certificação da ISO 9001 para atender um dos requisitos instituídos pela ANEEL no processo de premiação da Melhor Ouvidoria do Brasil.		
Ações empreendidas pela entidade para sanar ou minimizar as causas das reclamações:		

<b>Contingências e passivos trabalhistas:</b>		
<b>Número de processos trabalhistas:</b>	1.071	1.293
movidos contra a entidade	554	799
julgados procedentes	345	341
julgados improcedentes	172	153
<b>Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da justiça</b>	<b>109.155</b>	<b>22.117</b>
<b>Valor Adicionado total a distribuir (em mil R\$)</b>	<b>5.483.430</b>	<b>6.223.176</b>
<b>Distribuição do Valor Adicionado (DVA):</b>	<b>5.483.430</b>	<b>6.223.176</b>
Ao Governo (%)	60%	50%
Aos Colaboradores (%)	7%	5%
Aos Acionistas (%)	3%	4%
A terceiros (%)	30%	41%

7 - OUTRAS INFORMAÇÕES		
CNPJ: 15.139.629/0001-94		
Para esclarecimentos sobre as informações declaradas: <b>Amine Regina Sampaio Darzé</b> , tel: (71) 3370-4140, e-mail: <b>adarze@neoenergia.com.br</b>		
Esta empresa não utiliza mão-de-obra infantil ou trabalho escravo, não tem envolvimento com prostituição ou exploração sexual de criança ou adolescente e não está envolvida com corrupção.		
Nossa empresa valoriza e respeita a diversidade interna e externamente.		
Informações não examinadas pelos auditores independentes.		
* Reversão da reserva superavitária do plano de previdência.		

**BALANÇO PATRIMONIAL 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Em milhares de reais)**

	Notas	2017	2016
<b>Ativo</b>			
<b>Circulante</b>			
Caixa e equivalentes de caixa	5	583.793	75.531
Contas a receber de clientes e outros	6	1.554.337	1.280.687
Títulos e valores mobiliários	5	-	195.119
Instrumentos financeiros derivativos	12	379.508	248.803
Impostos e contribuições a recuperar	7	195.276	191.065
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	8	151.094	62.104
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	26	15.996	16.705
Serviços em curso		24.019	16.478
Outros ativos circulantes		110.408	74.682
<b>Total do circulante</b>		<b>3.014.431</b>	<b>2.161.174</b>
<b>Não circulante</b>			
Contas a receber de clientes e outros	6	63.263	40.840
Títulos e valores mobiliários	5	2.963	16.275
Instrumentos financeiros derivativos	12	133.414	347.535
Impostos e contribuições a recuperar	7	125.060	73.980
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	8	42.822	25.517
Impostos e contribuições diferidos	9	302.804	285.848
Depósitos judiciais	16	410.881	410.042
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	26	14.709	15.562
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	10.1	4.057.274	3.143.698
Outros ativos não circulantes		6.654	6.818
Intangível	10.2	4.379.401	4.002.595
<b>Total do não circulante</b>		<b>9.539.245</b>	<b>8.368.710</b>
<b>Ativo total</b>		<b>12.553.676</b>	<b>10.529.884</b>

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Em milhares de reais, exceto lucro por ação)**

	Notas	2017	2016
<b>Receita líquida</b>	20	8.138.430	7.067.284
<b>Custo do serviço</b>		<b>(6.941.986)</b>	<b>(5.780.098)</b>
Custos com energia elétrica	21.1	(4.247.665)	(3.641.858)
Custos de operação	21.2	(1.297.361)	(1.150.125)
Custos de construção		(1.396.960)	(988.115)
<b>Lucro bruto</b>		<b>1.196.444</b>	<b>1.287.186</b>
Despesas com vendas	21.2	(253.982)	(324.611)
Outras Receitas/Despesas gerais e administrativas	21.2	(253.672)	(223.365)
<b>Lucro operacional</b>		<b>688.790</b>	<b>739.210</b>
<b>Resultado financeiro</b>		<b>(476.692)</b>	<b>(466.727)</b>
Receitas financeiras	22	1.149.522	2.066.480
Despesas financeiras	22	(1.626.214)	(2.533.207)
<b>Lucro antes do imposto de renda e contribuição social</b>		<b>212.098</b>	<b>272.483</b>
<b>Imposto de renda e contribuição social</b>		<b>(35.054)</b>	<b>(12.806)</b>
Corrente		-	9.630
Diferido		(35.054)	(22.436)
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>177.044</b>	<b>259.677</b>
<b>Lucro básico e diluído por ação do capital - R\$:</b>			
Ordinária		0,8413	1,3359
Preferencial A		0,8413	1,3359
Preferencial B		0,9254	1,4694

**DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Em milhares de reais)**

	2017	2016
<b>Receitas</b>		
Vendas brutas de energia, serviços e outros	11.764.954	10.493.019
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(74.167)	(92.250)
	<b>11.690.787</b>	<b>10.400.769</b>
<b>Insumos adquiridos de terceiros</b>		
Energia elétrica comprada para revenda	(*) (4.310.081)	(3.610.786)
Encargos de uso da rede básica	(*) (355.449)	(404.227)
Materiais, serviços de terceiros e outros	(*) (2.298.687)	(1.886.398)
	<b>(6.964.217)</b>	<b>(5.941.411)</b>
<b>Valor adicionado bruto</b>	<b>4.726.570</b>	<b>4.499.358</b>
Amortização	(*) (399.203)	(351.212)
<b>Valor adicionado líquido</b>	<b>4.327.367</b>	<b>4.148.146</b>
<b>Valor</b>		

## DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FIMOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016 (Em milhares de reais)

	Reserva de capital			Reserva de Lucros						Total do patrimônio líquido	
	Capital social	Reserva de direitos cons-tituídos com capital próprio	Reserva de Reser-va de especial de ágio	Reserva de Reser-va de incentivo fiscal	Reserva de Reser-va de incentivo fiscal	Reserva de Reser-va legal	Reserva de Reser-va de retenção de lucros a realizar	Reserva de Reser-va de lucros a realizar	Outras reservas		Outros resultados
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2015</b>	<b>542.163</b>	<b>18.569</b>	<b>339.052</b>	<b>340.429</b>	<b>850.678</b>	<b>108.433</b>	<b>856.387</b>	<b>27.792</b>	<b>2.361</b>	<b>(97.403)</b>	<b>2.988.461</b>
Aumento de capital	167.709						30.153	(27.792)	(2.361)		
Reclassificação entre reservas de lucros										(59.205)	(59.205)
Ganhos e perdas atuariais líquidos											
Lucro líquido do exercício										259.677	259.677
Destinações do lucro:											
Reserva de incentivo fiscal - Sudene					6.252					(6.252)	
Juros sobre capital próprio										(216.574)	(216.574)
Dividendos intermediários										(16.651)	(16.651)
Reserva de retenção de lucros							20.200			(20.200)	
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>709.872</b>	<b>18.569</b>	<b>339.052</b>	<b>340.429</b>	<b>856.930</b>	<b>108.433</b>	<b>739.031</b>		<b>(156.608)</b>	<b>2.955.708</b>	
Aumento de capital	589.176									248.747	248.747
Ganhos e perdas atuariais líquidos										(100.519)	(100.519)
Lucro líquido do exercício										177.044	177.044
Destinações do lucro:											
Reserva de retenção de lucros							61.754			(61.754)	
Juros sobre capital próprio										(115.292)	(115.292)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>1.299.048</b>	<b>18.569</b>	<b>339.052</b>		<b>856.930</b>	<b>108.433</b>	<b>800.785</b>		<b>(257.127)</b>	<b>3.165.688</b>	

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Em milhares de reais)

### 1. INFORMAÇÕES GERAIS

A Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA, com sede no subdistrito Nandariá em Salvador – Bahia, listada na Bolsa de Valores do Estado de São Paulo (BOVESPA), controlada pela NEOENERGIA S/A (“NEOENERGIA”), é concessionária de serviço público de energia elétrica. Suas atividades são regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, e compreendem projetar, construir e explorar os sistemas de sub-transmissão, transformação, distribuição e comercialização de energia, e atividades associadas ao serviço de energia elétrica, podendo ainda realizar operações de exportação e importação. A Companhia detém a concessão para distribuição de energia elétrica em 415 municípios do Estado da Bahia abrangendo uma área de concessão de 363 mil km<sup>2</sup>, a qual é regulada pelo Contrato de Concessão nº 010 com vencimento em 2027. Adicionalmente a Companhia vem atendendo consumidores livres no Estado da Bahia, desde 2002.

### 2. ELABORAÇÃO E APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

**2.1. Declaração de conformidade:** As demonstrações financeiras foram preparadas em conformidade às normas internacionais de relatórios financeiros (“IFRS” – International Financial Reporting Standards), emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB, e as práticas contábeis adotadas no Brasil. As práticas contábeis adotadas no Brasil compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e os pronunciamentos técnicos, as orientações e as interpretações técnicas, emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e aprovados pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM. A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (“ANEEL”), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais. A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pela administração da Companhia em 16 de fevereiro de 2018. Após a sua emissão, somente os acionistas têm o poder de alterar as demonstrações financeiras. Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem aquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

**2.2. Moeda funcional e de apresentação:** As demonstrações financeiras estão apresentadas em milhares de Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia. Todos os saldos foram arredondados para o milhar mais próximo, exceto quando indicado de outra forma.

**2.3. Base de mensuração:** As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens materiais reconhecidos nos balanços patrimoniais: (i) os instrumentos financeiros derivativos são mensurados pelo valor justo, vide nota explicativa 24; (ii) os ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados pelo valor justo, vide nota explicativa 24; (iii) o ativo ou passivo líquido de benefício definido é reconhecido como o valor justo dos ativos do plano, deduzido do valor presente da obrigação do benefício definido, e é limitado vide nota explicativa 26. **2.4. Uso de estimativas e julgamentos:** A preparação das demonstrações financeiras exige que a Administração da Companhia faça julgamentos e adote estimativas e premissas, baseadas em fatores objetivos e subjetivos, que afetam a aplicação de políticas contábeis e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Essas estimativas e premissas são revisadas continuamente, com base na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os resultados reais podem divergir dessas estimativas. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no exercício em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva. As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos, e, as informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas que possuem um risco significativo de resultar em um ajuste material no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 estão incluídas nas seguintes notas explicativas: (i) o registro da receita de fornecimento de energia e de uso da rede do sistema de distribuição não faturados, vide nota explicativa 20; (ii) o registro de provisão da comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, vide nota explicativa 6; (iii) reconhecimento de ativos fiscais diferidos; disponibilidade de lucro tributável futuro contra o qual prejuízos fiscais possam ser utilizados, vide nota explicativa 9; (iv) critério de apuração e atualização do ativo financeiro da concessão; e cálculo da amortização do ativo intangível da concessão de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vide nota explicativa 10); (v) A análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa, vide nota explicativa 6; (vi) definição do valor justo através de técnicas de avaliação, incluindo o método de fluxo de caixa descontado, para ativos e passivos financeiros não obtidos em mercados ativos, vide nota explicativa 24; (vii) reconhecimento dos custos dos planos de aposentadoria com benefícios e o valor presente da obrigação de aposentadoria, através da avaliação atuarial que envolve o uso de premissas sobre taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões, vide nota explicativa 26; (viii) reconhecimento de provisões para riscos fiscais, civis, trabalhistas e regulatórios, por meio da avaliação da probabilidade de perda que inclui avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos, vide nota explicativa 16; e (ix) reconhecimento dos valores a compensar da Parcela A e outros itens financeiros, vide nota explicativa 8.

**2.5. Reclassificações de saldos comparativos:** A Administração da Companhia, após reavaliação de determinados temas e objetivando a melhor apresentação da sua posição patrimonial e do seu desempenho operacional e financeiro, com base nas orientações emanadas pelo “CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro”, procedeu as reclassificações, de forma retrospectiva, em suas demonstrações do resultado e do valor adicionado, originalmente publicadas em 25 de julho de 2017. Para fins de comparabilidade as mudanças efetuadas estão apresentadas a seguir:

	01/01/2016 a 31/12/2016		01/01/2016 a 31/12/2016	
	Reclassificações (Apresentado)		Reclassificações (Reclassificado)	
Receita líquida	7.067.284		7.067.284	
Custo do serviço	(5.708.660)	(71.438)	(5.780.098)	
Despesa com vendas	(324.611)		(324.611)	
Despesas gerais e administrativas	(294.303)	71.438	(222.865)	
Resultado financeiro	(466.727)		(466.727)	
Imposto de renda e contribuição social	(12.806)		(12.806)	
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>259.677</b>		<b>259.677</b>	

#### 2.5.2 Demonstração do valor adicionado findo em 31 de dezembro de 2016.

	Ref. 31/12/2016		31/12/2016	
	Reclassificações (Apresentado)		Reclassificações (Reclassificado)	
Valor adicionado líquido	4.162.856	(14.710)	4.148.146	
Valor adicionado recebido em transferência	2.075.030	-	2.075.030	
<b>Valor adicionado total a distribuir</b>	<b>6.237.886</b>	<b>(14.710)</b>	<b>6.223.176</b>	
Distribuição do valor adicionado				
Pessoal	(b)/(c)	333.701	(14.710)	318.991
Impostos, taxas e contribuições		3.103.059	-	3.103.059
Remuneração de capitais de terceiros		2.541.449	-	2.541.449
Remuneração de capitais próprios		259.677	-	259.677
<b>Valor adicionado distribuído</b>	<b>6.237.886</b>	<b>(14.710)</b>	<b>6.223.176</b>	

(a) Reclassificação da receita de multa por inadimplência do consumidor, no montante de R\$ 71.438, de custo do serviço para outras receitas/despesas gerais e administrativas. (b) Reclassificação de estagiário/bolsista de material, serviços terceiros e outros para pessoal no montante de R\$ 3.643 conforme despacho de encerramento ANEEL 4.356/2017. (c) Reclassificação de indenização de trabalhista pessoal próprio de pessoal para material, serviços terceiros e outros no montante de R\$ 18.353. As mudanças efetuadas não alteram o total do patrimônio líquido, o lucro líquido do exercício, e a demonstração de fluxo de caixa. Referem-se apenas a uma reclassificação contábil para melhor apresentação de suas Demonstrações.

**2.6. Principais políticas contábeis:** As principais políticas contábeis adotadas pela Companhia estão descritas a seguir:

**a) Instrumentos financeiros:** A Companhia classifica seus ativos e passivos financeiros, no reconhecimento inicial, de acordo com as seguintes categorias: (i) Ativos financeiros: Os ativos financeiros incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, ativo financeiro de concessão, valores a compensar da Parcela A e outros itens financeiros, além de outros créditos realizáveis por caixa. A Companhia reconhece os recebíveis inicialmente na data em que foram originados. Todos os outros ativos financeiros são reconhecidos na data da negociação quando a entidade se tornar parte das disposições contratuais do instrumento. A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando a Companhia transfere os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação na qual substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. Qualquer participação que seja criada ou retida pela Companhia em tais ativos financeiros transferidos, é reconhecida como um ativo separado. **Mensuração:** Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado: são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado. • **Emprestimos e recebíveis:** são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos, menos perda por redução ao valor recuperável. • Investimentos mantidos até o vencimento: ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, estes ativos são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável. • Ativos financeiros disponíveis para venda: após mensuração inicial, estes ativos são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do exercício. (ii) **Passivos financeiros:** Os passivos financeiros incluem contas a pagar a fornecedores, valores a compensar da Parcela A e outros itens financeiros, outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos classificados a valor justo por meio do resultado. **Mensuração:** Após reconhecimento inicial os empréstimos e financiamentos e debêntures são mensurados pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros, exceto quando os empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira são itens objeto de hedge, classificados como passivos financeiros mensurados a valor justo por meio do resultado, quando atendido o critério de efetividade de hedge. A Companhia faz uso de derivativos com o objetivo de proteção, utilizando a contabilização de hedge (hedge accounting). A valorização ou a desvalorização do valor justo do instrumento destinado à proteção são registradas em contrapartida da conta de receita ou despesa financeira, no resultado do exercício. (b) **Análise do Valor de Recuperação dos Ativos:** A Administração da Companhia revisa anualmente o valor contábil líquido dos seus 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. Sendo tais evidências identificadas e o valor contábil líquido exceder o valor recuperável, é constituída provisão para desvalorização ajustando o valor contábil líquido ao valor recuperável. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016, não foi identificada necessidade de reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável. **i. Provisão para créditos de liquidação duvidosa (“PCLD”):** A PCLD é reconhecida em valor considerado suficiente pela Administração para cobrir as perdas na realização de contas a receber de consumidores e de títulos a receber, cuja recuperação é considerada improvável. A PCLD dos consumidores é constituída considerando os parâmetros

Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras conforme BR GAAP aplicável as companhias abertas, enquanto para as IFRS representam informação financeira suplementar. **o) Mensuração do valor justo:** Valor justo é o preço que seria recebido na venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação ordenada entre participantes do mercado na data de mensuração, no mercado principal ou, na sua ausência, no mercado mais vantajoso ao qual a Companhia tem acesso nessa data. O valor justo de um passivo reflete o seu risco de descumprimento (non-performance). O risco de descumprimento inclui, entre outros, o próprio risco de crédito da Companhia. Uma série de políticas contábeis e divulgações da Companhia requer a mensuração de valores justos, tanto para ativos e passivos financeiros como para financeiros (veja nota explicativa 2.6). Quando disponível, a Companhia mensura o valor justo de um instrumento utilizando o preço cotado num mercado ativo para esse instrumento. Um mercado é considerado como ativo se as transações para o ativo ou passivo ocorrem com frequência e volume suficientes para fornecer informações de precificação de forma contínua. Se não houver um preço cotado em um mercado ativo, a Companhia utiliza técnicas de avaliação que maximizam o uso de dados observáveis relevantes e minimizam o uso de dados não observáveis. A técnica de avaliação escolhida incorpora todos os fatores que os participantes do mercado levariam em conta na precificação de uma transação. Se um ativo ou um passivo mensurado ao valor justo tiver um preço de compra e um preço de venda, a Companhia mensura ativos com base em preços de compra e passivos com base em preços de venda. A melhor evidência do valor justo de um instrumento financeiro no reconhecimento inicial é normalmente o preço da transação – ou seja, o valor justo da contrapartida dada ou recebida. Se a Companhia determinar que o valor justo no reconhecimento inicial difere do preço da transação e o valor justo não é evidenciado nem por um preço cotado num mercado ativo para um ativo ou passivo idêntico nem baseado numa técnica de avaliação para a qual quaisquer dados não observáveis são julgados como insignificantes em relação à mensuração, então o instrumento financeiro é mensurado inicialmente pelo valor justo ajustado para diferir a diferença entre o valor justo no reconhecimento inicial e o preço da transação. Posteriormente, essa diferença é reconhecida no resultado numa base adequada ao longo da vida do instrumento, ou até o momento em que a avaliação é totalmente suportada por dados de mercado observáveis ou a transação é encerrada, o que ocorrer primeiro. **p) Moeda estrangeira: i. Transações em moeda estrangeira:** Transações em moeda estrangeira são convertidas para as respectivas moedas funcionais da Companhia pelas taxas de câmbio nas datas das transações. Ativos e passivos monetários denominados e apurados em moedas estrangeiras na data do balanço são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio naquela data. Ativos e passivos não monetários que são mensurados pelo valor justo em moeda estrangeira são reconvertidos para a moeda funcional à taxa de câmbio na data em que o valor justo foi determinado. Itens não monetários que são mensurados com base no custo histórico em moeda estrangeira são convertidos pela taxa de câmbio na data da transação. As diferenças de moedas estrangeiras resultantes da conversão são geralmente reconhecidas no resultado.

### 3. NOVAS NORMAS E INTERPRETAÇÕES AINDA NÃO EFETIVAS:

Uma série de novas normas ou alterações de normas e interpretações serão efetivas para exercícios iniciados em ou após 1º de janeiro de 2018. A Companhia não adotou essas alterações na preparação destas demonstrações financeiras e não planeja adotar estas normas de forma antecipada. **3.1. IFRS 9 Financial Instruments (CPC 48 Instrumentos Financeiros):** A IFRS 9/CPC 48 inclui novos modelos para a classificação e mensuração de ativos/passivos financeiros e de perdas esperadas para ativos financeiros e contratuais, além de novos requisitos sobre a contabilização de hedge. Esta norma substitui o IAS 39/ CPC 38 Instrumentos Financeiro – Reconhecimento e Mensuração. • **Classificação - Ativos financeiros:** A IFRS 9/CPC 48 contém uma nova abordagem de classificação e mensuração de ativos financeiros que reflete o modelo de negócios em que os ativos são administrados e suas características de fluxo de caixa. A IFRS 9/CPC 48 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e ao valor justo por meio do resultado (VJR). A norma elimina as categorias existentes na IAS 39 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda. De acordo com a IFRS 9/CPC 48, os derivativos embutidos em contratos onde o hospedeiro é um ativo financeiro no escopo da norma nunca são separados. Em vez disso, o instrumento financeiro híbrido como um todo é avaliado para sua classificação. Com base na sua avaliação, a Companhia não considera que os novos requerimentos de classificação terão um impacto significativo na contabilização de seus ativos financeiros. • **Redução no valor recuperável (impairment) - Ativos Financeiros e Ativos Contratuais:** A IFRS 9/CPC 48, substitui o modelo de “perdas incorridas” na IAS 39/CPC 38 por um modelo prospectivo de “perdas de crédito esperadas”. Isso exigirá um julgamento relevante sobre como as mudanças em fatores econômicos afetam as perdas esperadas de crédito, que serão determinadas com base em probabilidades ponderadas. O novo modelo de perdas esperadas se aplicará aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais e ativos contratuais. De acordo com a IFRS 9/CPC 48, as provisões para perdas esperadas serão mensuradas em uma das seguintes bases: i. 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 ii. 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. A mensuração das perdas de crédito esperadas para a vida inteira se aplica se o risco de crédito de um ativo financeiro na data base tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, e a mensuração de perda de crédito de 12 meses se aplica se o risco não tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial. Uma entidade pode determinar que o risco de crédito de um ativo financeiro não tenha aumentado significativamente se o ativo tiver baixo risco de crédito na data base. No entanto, a mensuração de perdas de crédito esperadas para a vida inteira sempre se aplica para contas a receber de clientes e ativos contratuais sem um componente de financiamento significativo; A Companhia optou por aplicar esta política também para contas a receber de clientes e ativos contratuais com um componente de financiamento significativo. A Companhia acredita que as perdas por redução ao valor recuperável deverão aumentar e tornar-se mais voláteis para os ativos no modelo da IFRS 9/CPC 48. Com base na metodologia de impairment descrita abaixo, a Companhia estimou que a aplicação dos requerimentos de impairment da IFRS 9/CPC 48 em 1º de janeiro de 2018 resultará em perdas por redução ao valor recuperável de ativos adicionais como segue:

Em R\$ mil	Impairment estimado em 01/01/2018
------------	-----------------------------------

Títulos e valores mobiliários	21
Contas a receber de clientes e outras contas a receber, incluindo ativos contratuais, em 31 de dezembro de 2017	9.000
<b>Perdas adicionais por redução ao valor recuperável</b>	<b>9.021</b>

As perdas adicionais por redução ao valor recuperável representam o ajuste estimado ao patrimônio líquido em 01 de janeiro de 2018. As perdas estimadas foram calculadas com base na experiência de perda de crédito nos últimos cinco anos. A Companhia realizou o cálculo das taxas de perda separadamente para cada segmento de clientes: residencial, industrial, comercial, rural e setor público). Além disso, quando aplicável, foram consideradas as mudanças no risco de crédito seguindo avaliações de crédito externas publicadas. • **Passivos financeiros:** A IFRS 9/CPC 48 retém grande parte dos requerimentos da IAS 39 para a classificação de passivos financeiros. Contudo, de acordo com a IAS 39, todas as variações de valor justo dos passivos designados como VJR 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: i. o valor da variação do valor justo que é atribuído às alterações no risco de crédito do passivo financeiro são apresentado em ORA; e ii. o valor remanescente da variação do valor justo é apresentado no resultado. A Companhia possui passivos financeiros mensurados ao VJR, representados por dívidas em moeda estrangeira, para os quais existem instrumentos financeiros derivativos para mitigação do risco cambial. Para atendimento dos requerimentos da contabilidade de hedge, as variações atribuíveis às alterações no risco de crédito continuarão sendo contabilizadas no resultado. • **Contabilidade de hedge:** Na aplicação inicial da IFRS 9/CPC 48, a Companhia pode escolher como política contábil continuar aplicando os requerimentos para a contabilidade de hedge da IAS 39/CPC 38 em vez dos novos requerimentos da IFRS 9/CPC 48. A Companhia optou por aplicar os novos requerimentos da IFRS 9/CPC 48. A IFRS 9/CPC 48 exige que a Companhia assegure que as relações de contabilidade de hedge estejam alinhadas com os objetivos e estratégias de gestão de risco da Companhia e que a mesma aplique uma abordagem mais qualitativa e prospectiva para avaliar a efetividade do hedge. A IFRS 9/CPC 48 também introduz novos requerimentos de equilíbrio de relações de hedge e proíbe a descontinuação voluntária da contabilidade de hedge. De acordo com o novo modelo, é possível que mais estratégias de gestão de risco, particularmente as de um hedge de um componente de risco (diferente do risco de moeda estrangeira) de um item não financeiro, possam qualificar-se para a contabilidade de hedge. Atualmente, a Companhia não realiza hedge de tais componentes de risco. A Companhia utiliza derivativos para mitigar o risco cambial e de taxa de juros em empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e indexados ao IPCA, respectivamente. Os tipos de relações de contabilidade de hedge que a Companhia atualmente designa atendem aos requerimentos da IFRS 9/CPC 48 e estão alinhados com a estratégia e objetivo de gerenciamento de risco da entidade. A Companhia concluiu que não haverá impactos significativos. • **Divulgações:** A IFRS 9 exigirá extensivas novas divulgações, especificamente sobre a contabilidade de hedge, risco de crédito e perdas de crédito esperadas. A avaliação da Companhia incluiu uma análise para identificar deficiências em relação a informações requeridas nos processos atuais e a Companhia está em processo de implementação de mudanças nos seus sistemas e controles para atender aos novos requisitos. • **Transição:** As mudanças nas políticas contábeis resultantes da adoção da IFRS 9 serão geralmente aplicadas retrospectivamente, exceto as mudanças descritas a seguir: i. A Companhia irá aproveitar a isenção que lhe 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, serão geralmente reconhecidas nos lucros acumulados e reservas em 1º de janeiro de 2018. ii. As seguintes avaliações devem ser efetuadas com base nos fatos e circunstâncias existentes na data da adoção inicial: (a) A determinação do modelo de negócio dentro do qual um ativo financeiro é mantido; (b) A designação e revogação de designações anteriores de determinados ativos e passivos financeiros. **3.2 IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers (CPC 47 Receita de Contratos com Clientes):** A IFRS 15/CPC 47 introduz uma estrutura abrangente para determinar se e quando uma receita é reconhecida, e por quanto a receita é mensurada. A IFRS 15 substitui as atuais normas para o reconhecimento de receitas, incluindo o CPC 30 (IAS 18) Receitas, CPC 17 (IAS 11) Contratos de Construção e o CPC 30 Interpretação A (IFRIC 13) Programa de Fidelidade para o Cliente. • **Reconhecimento de energia:** A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que a energia fornecida é faturada, mediante a multiplicação do consumo medido pela tarifa vigente. Além do consumo de energia medido na data de leitura, entre a data dessa medição e o encerramento do mês, a Companhia reconhece a receita não faturada através de estimativa, que é contabilizada em subcontas contábeis apropriadas de fornecimento, suprimento e encargos de distribuição e transmissão não faturados. 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 a qual terá direito em troca dos bens ou serviços que serão transferidos. Ao avaliar se a possibilidade de recebimento do valor da contraprestação é provável, a Companhia deve considerar apenas a capacidade e a intenção do cliente de pagar esse valor da contraprestação, quando devido. Desse modo, contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso, deverão deixar de ser as respectivas receitas reconhecidas. Com base na avaliação da Companhia, esse impacto foi estimado em R\$ 5.665. A Companhia é avaliada pela ANEEL em diversos aspectos no fornecimento de energia elétrica para clientes. Entre eles, está a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores. A qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Destacam-se o aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI. Uma vez descumpridos esses indicadores, 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. De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a receita deve ser reconhecida de forma líquida de contraprestação variável. Eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares, são classificados pela norma como contraprestação variável. Desse modo, as penalidades que representam ressarcimento aos clientes deverão ser contabilizadas como redutores da receita de fornecimento de energia e não mais como despesa operacional. Com base na avaliação da Companhia, esse impacto foi estimado em R\$ 38.427. • **Câmara de Comercialização de Energia - 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. O contrato é formalizado com o Operador Nacional do Sistema Elétrico - ONS, que efetua o cálculo das sobras de energia adquirida (quantidade comprada x quantidade distribuída) e compara o saldo de energia com a necessidade do sistema elétrico, vendendo a quantidade de energia necessária para suprir o sistema, cuja contraprestação corresponde a multiplicação da quantidade de energia vendida para o sistema pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD). Dentro do sistema elétrico, o ONS vai direcionar essa energia adquirida para qualquer outro agente que esteja precisando. De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a receita deve ser reconhecida quando o cliente obtém o controle da energia vendida. • **Receita pela disponibilidade da rede elétrica:** Essa receita é constituída pelos custos da rede de distribuição e a remuneração da Companhia pela prestação do serviço ao consumidor final, que compreende consumidores cativos e livres, com base na cobrança de uma tarifa homologada pela ANEEL. De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a receita deve ser reconhecida quando o cliente obtém o controle da energia vendida. • **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 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, pois há a contrapartida em custos pelo mesmo valor. O desempenho por parte da Companhia melhora o ativo de concessão e não cria um ativo com uso alternativo para a Companhia, que possui

direito executável (enforcement) ao pagamento pelo desempenho concluído até a data presente, tendo em vista que o contrato de concessão prevê o direito a indenização em casos de extinção da concessão, retomada do serviço pelo poder concedente, caducidade e em casos de inadimplência. A receita de construção e reconhecida ao longo da execução da obra, juntamente com o custo. • **Outras receitas:** A Companhia possui outras fontes de receita de atividades relacionadas com a concessão de serviço público, que podem ser receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica ou receitas de atividades acessórias. As receitas inerentes ao serviço de distribuição de energia elétrica são receitas não tarifárias provenientes de serviços relacionados ao fornecimento de energia elétrica, como as receitas provenientes de serviços cobráveis. Já as atividades acessórias podem ser próprias e complementares. As atividades acessórias próprias são aquelas que se caracterizam como atividade regulada, prestada somente pela distribuidora e sujeita fiscalização, tais como: arrecadação de convênios, compartilhamento de infraestrutura, serviços de avaliação técnica e aferição de medidores, entre outras. A receita de prestação de serviços é registrada no momento em que o serviço foi efetivamente prestado e é regido por contrato de prestação de serviços entre as partes. • **Transição:** A Companhia planeja adotar 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. A Companhia planeja utilizar os expedientes práticos para contratos concluídos. Isso significa que os contratos concluídos que começaram e terminaram no mesmo período de apresentação comparativo, bem como os contratos que são contratos concluídos no início do período mais antigo apresentado, não serão reapresentados. A Companhia está atualmente realizando uma avaliação detalhada do impacto resultante da aplicação do IFRS 15/CPC 47 e espera divulgar informações quantitativas adicionais antes da adoção da norma. 3.3 **IFRS 16 Leases (arrendamentos):** 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 Receita de Contratos com Clientes em ou antes da data de aplicação inicial da IFRS 16. A IFRS 16 introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais. A Companhia concluiu a avaliação inicial do potencial impacto em suas demonstrações financeiras, mas ainda não completou sua avaliação detalhada. O impacto real da aplicação da IFRS 16 nas demonstrações financeiras no período de aplicação inicial dependerá das condições econômicas futuras, incluindo a taxa de endividamento da Companhia em 1º de janeiro de 2019, a composição da carteira de arrendamento da Companhia nessa data, a avaliação da Companhia se exercerá quaisquer opções de renovação de arrendamento e a medida em que a Companhia optará por usar expedientes práticos e isenções de reconhecimento. Até agora, o impacto mais significativo identificado é que a Companhia reconhecerá novos ativos e passivos por seus arrendamentos operacionais de imóveis não residenciais para a instalação de agências e centros de distribuição. Além disso, a natureza das despesas relacionadas com esses contratos de arrendamento agora vai mudar, a IFRS 16 substitui a despesa linear de arrendamento operacional com um custo de depreciação de ativos de direito de uso e despesa de juros sobre obrigações de arrendamento. A Companhia espera que a adoção da IFRS 16 não afete sua capacidade de cumprir com os acordos contratuais (covenants) de limite máximo de alavancagem em empréstimos descritos na nota explicativa 12. • **Transição:** Como arrendatária, a Companhia pode aplicar a norma utilizando uma: i. Abordagem retrospectiva; ou ii. Abordagem retrospectiva modificada com expedientes práticos opcionais. O arrendatário aplicará essa escolha consistentemente a todos os seus arrendamentos. A Companhia pretende aplicar a IFRS 16 inicialmente em 1º de janeiro de 2019, usando a abordagem retrospectiva modificada. Portanto, o efeito cumulativo da adoção da IFRS 16 será reconhecido como um ajuste ao saldo de abertura dos lucros acumulados em 1º de janeiro de 2019, sem atualização das informações comparativas. Ao aplicar a abordagem retrospectiva modificada para arrendamentos anteriormente classificados como arrendamentos operacionais de acordo com a IAS 17, o arrendatário pode eleger, para cada contrato de arrendamento, se aplicará uma série de expedientes práticos na transição. A Companhia está avaliando o impacto potencial da utilização desses expedientes práticos. A Companhia não é obrigada a fazer ajustes para arrendamentos em que é um arrendador, exceto quando é um arrendador intermediário em um subarrendamento. 3.4 **Outras alterações:** As seguintes normas alteradas e interpretações não deverão ter um impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia: I. Ciclo de melhorias anuais para as IFRS 2014-2016 - Alterações à IFRS 1 e à IAS 28. II. Alterações ao CPC 10 (IFRS 2) Pagamento baseado em ações em relação à classificação e mensuração de determinadas transações com pagamento baseado em ações. III. Transferências de Propriedade de Investimento (Alterações ao CPC 28 / IAS 40). IV. Alterações ao CPC 36 Demonstrações Consolidadas (IFRS 10) e ao CPC 18 Investimento em Coligada (IAS 28) em relação a vendas ou contribuições de ativos entre um investidor e sua coligada ou seu empreendimento controlado em conjunto. V. ICPC 21 / IFRIC 22 Transações em moeda estrangeira e adiamento. VI. IFRIC 23 Incerteza sobre Tratamentos de Imposto de Renda. O Comitê de Pronunciamentos Contábeis ainda não emitiu pronunciamento contábil ou alteração nos pronunciamentos vigentes correspondentes a todas as novas IFRS. Portanto, a adoção antecipada dessas IFRS não é permitida para entidades que divulgam as suas demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

#### 4. ASSUNTOS REGULATÓRIOS

**Bandeiras Tarifárias:** A Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, criou o sistema de aplicação de Bandeiras Tarifárias, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015, com finalidade de repassar ao consumidor os custos adicionais de geração térmica, compra de energia no mercado de curto prazo, encargos de serviços do sistema e risco hidrológico. Atualmente existem quatro faixas de bandeiras: vermelha – patamar 1, com acréscimo de R\$30/MWh, vermelha – patamar 2, cujo acréscimo na tarifa de energia é de R\$50/MWh, amarela, com acréscimo de R\$10/MWh e verde, sem acréscimo. Nos doze meses de 2017 e 2016, vigorou as bandeiras tarifárias seguintes:

	Cor da Bandeira	
	2017	2016
jan	Verde	Vermelha Patamar 2
fev	Verde	Vermelha Patamar 1
mar	Amarela	Amarela
abr	Vermelha Patamar 1	Verde
mai	Vermelha Patamar 1	Verde
jun	Verde	Verde
jul	Amarela	Verde
ago	Vermelha Patamar 1	Verde
set	Amarela	Verde
out	Vermelha Patamar 2	Verde
nov	Vermelha Patamar 2	Amarela
dez	Vermelha Patamar 1	Verde

No exercício findo em 31 de dezembro de 2017 a Companhia reconheceu o montante de R\$ 318.970 (R\$ 168.930 em 31 de dezembro de 2016) de bandeira tarifária, sendo que deste montante, R\$ 106.231 foram repassados para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias - CCRBT (R\$ 20.792 em 31 de dezembro de 2016), criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. **Sobrecontratação de energia:** De acordo com o Modelo Regulatório, as distribuidoras devem contratar antecipadamente 100% da energia elétrica necessária para fornecimento aos seus clientes por meio de leilões regulados pela ANEEL. Tais leilões, realizados com apoio da CCEE, ocorrem com antecedência de um a sete anos, em relação ao início do suprimento da energia contratada. A possibilidade de contratação com antecedência de até sete anos passou a existir após a publicação do Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017. Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial o Decreto nº 5.163/2004 se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total de energia da distribuidora, haverá repasse integral as tarifas do custo incorrido com a compra de energia excedente. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite e sendo este ocasionado de forma voluntária, fica exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo. O Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017 determinou uma redução de lastro para fins de cobertura de consumo das distribuidoras, de 95% para 90%, referente às cotas de garantia física de energia, das usinas hidrelétricas com concessões prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, com vigência a partir de 1º de setembro de 2017. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia fez uso dos mecanismos disponíveis para gerenciar a sobrecontratação. **Conta de Desenvolvimento Energético - CDE:** As distribuidoras de energia elétrica enfrentaram ao longo dos anos de 2013 e 2014 uma significativa pressão sobre os seus resultados e dispêndios de caixa em decorrência da forte elevação dos custos da energia ocasionados pela: (i) elevação de preços no mercado de curto prazo devido a redução da oferta de contratos de energia a partir da não renovação de algumas concessões de usinas geradoras; (ii) condições hidroenergéticas desfavoráveis à época, o que culminou no despacho das usinas térmicas com preços bem mais elevados. Diante deste cenário, o Governo Federal, dentre outras medidas, permitiu o repasse às distribuidoras de recursos provenientes do fundo da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE para neutralizar esses efeitos. Sendo os recursos provenientes do fundo da CDE insuficientes para neutralizar a exposição das distribuidoras, foi publicado em abril de 2014 o Decreto nº 8.221, que criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada – CONTA-ACR, a fim de normatizar o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos e consequente repasse às empresas distribuidoras. Para que a CCEE pudesse iniciar a liquidação dos seus compromissos junto aos bancos, todas as distribuidoras iniciaram o repasse nas tarifas a partir do mês de seu Reajuste ou Revisão Tarifária de 2015. Sendo assim, através da Resolução Normativa nº 2.004/15, a ANEEL homologou para a Companhia um incremento na tarifa equivalente a R\$ 32.191 por mês, que está sendo repassado à CCEE desde abril de 2015 até março de 2021, sendo atualizado periodicamente. Em 25 de abril de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.231, que homologou para a Companhia a atualização do valor de incremento na tarifa para R\$ 24.720 por mês, no período de abril de 2017 a março de 2018, e R\$ 32.191 no período de abril de 2018 a março de 2020. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia efetuou o pagamento de R\$ 319.059 (R\$ 381.010, em 2016). A CCEE vem liquidando esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas parcelas são estabelecidas pela ANEEL para pagamento mensal de cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. Adicionalmente, a Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esses contratos. **Reajuste Tarifário Anual – IRT 2017:** A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.222 de 18 de abril de 2017, homologou o resultado do Reajuste Tarifário Anual da Companhia, em 6,59%, dos quais 2,47% correspondem ao reajuste tarifário econômico e 4,12% aos componentes financeiros pertinentes. Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 3,00%, sendo de 3,50%, em média, para os consumidores conectados na Alta Tensão e de 2,77%, em média, para os consumidores conectados na Baixa Tensão. As novas tarifas entraram em vigor a partir de 22 de abril de 2017 com vigência até 21 de abril de 2018. **Reajuste Extraordinário – Angra III:** A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.214 de 28 de março de 2017, publicada no Diário Oficial da União do dia 31 de março de 2017 aprovou em processo extraordinário de ajuste nas tarifas das distribuidoras e, republicou as Tarifas de Energia (TE) e Tarifas de Uso dos Sistemas de Distribuição (TUSD), com vigência a partir de 01 de abril de 2017. Como consequência, foi excluída da cobertura tarifária aplicada no último processo tarifário relativos ao Encargo de Energia de Reserva – EER, os valores associados à receita fixa da Usina de Angra III, ocorrendo desconto das tarifas de energia, aplicada aos clientes cativos em R\$ -66,52/MWh, sendo o efeito tarifário a ser percebido pelos consumidores residenciais em -15,46%. Os efeitos da aplicação do redutor de Angra III foram contabilizados em contrapartida à CVA (Conta de Compensação de Valores da Parcela A) do ESS/ERR, uma vez que, tratou-se de uma antecipação de repasse de passivo já contabilizado na respectiva CVA e que seriam, normalmente, tratados no processo tarifário de abr/17. O valor revertido para o consumidorapurado foi de R\$ 87.016.

#### 5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA E TÍTULOS E VALORES MOBILIÁRIOS

	2017	2016
<b>Caixa e equivalentes de caixa</b>		
Caixa e depósitos bancários à vista	64.553	52.199
Certificado de Depósito Bancário (CDB)	183	23.332
Fundos de Investimentos	519.057	-
<b>Total de caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>583.793</b>	<b>75.531</b>
<b>Títulos e valores mobiliários</b>		
Certificado de depósito bancário (CDB)	2.963	3.986
Fundos de investimentos	-	207.408
<b>Total de títulos e valores mobiliários</b>	<b>2.963</b>	<b>211.394</b>
Circulante	-	195.119
Não circulante	2.963	16.275

a) Em 31 de dezembro de 2017, caixa e equivalentes de caixa é composto por caixa, depósitos bancários à vista e aplicações financeiras de curto prazo.

São operações de alta liquidez, sem restrição de uso, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitas a um insignificante risco de mudança de valor.

<b>Carteira (Caixa e Equivalente de Caixa)</b>	<b>2017</b>	
<b>BB Polo 28 FI Renda Fixa</b>		
BB TOP Curto Prazo	217.083	
Compromissadas com lastro de títulos públicos	145	
	<b>217.228</b>	
<b>Bradesco FI RF Referenciado DI Recife</b>		
Compromissadas com lastro de títulos públicos	769	
	<b>769</b>	
<b>Itaú Salvador Renda Fixa Curto Prazo FI</b>		
Itaú Curto Prazo	300.174	
	<b>300.174</b>	
<b>Santander Natal Renda Fixa Curto Prazo DE FI</b>		
Compromissadas com lastro de títulos públicos	886	
	<b>886</b>	
<b>Total CEC – Fundos Exclusivos</b>	<b>519.057</b>	
b) A carteira de aplicações em títulos e valores mobiliários, em 31 de dezembro de 2016, é constituída, principalmente, por fundos de investimentos exclusivos, compostos por diversos ativos, visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, conforme abaixo.		
<b>Carteira (Títulos e Valores Mobiliários)</b>	<b>2016</b>	
BB TOP RF moderado FI RF LP	19.790	
BB TOP RF conservador FI RF longo prazo	65.799	
CDBs	6.030	
LF	11.187	
Debêntures	238	
DIGE	3.399	
Outros	205	
<b>BB Polo 28 FI Renda Fixa</b>	<b>106.648</b>	
SPECIAL RF referenciado DI FI	29.010	
Itaú HIGH GRADE RF crédito privado FI	16.700	
Itaú VERSO a renda fixa referenciado DI LP FI	55.041	
<b>Itaú Salvador Renda Fixa FICFI</b>	<b>100.751</b>	
Santander FI PROFIT renda fixa referenciado DI	7	
Santander FI títulos públicos renda fixa referenciado DI	2	
<b>Santander FIC FI Natal Renda Fixa Referenciado DI</b>	<b>9</b>	
<b>Total TVM</b>	<b>207.408</b>	

A partir de Setembro de 2017, a estratégia adotada pela companhia foi aplicar seus recursos financeiros em cotas de fundos de investimento e ativos que tenham o objetivo de acompanhar as variações das taxas de juros praticadas no mercado de depósitos interbancários – CDI e classificados como caixa e equivalentes de caixa.

#### 6. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES E OUTROS

	2017	2016
<b>Consumidores</b>	(a) 1.466.202	1.396.704
Terceiros	1.466.635	1.396.509
Partes relacionadas	67	195
Comercialização de energia na CCEE	(b) 231.316	83.425
<b>Disponibilização sistema de distribuição</b>	<b>49.438</b>	<b>34.384</b>
Terceiros	48.886	33.688
Partes relacionadas	552	696
Serviços prestados a terceiros	14.170	13.800
Serviços taxados e administrativos	9.166	8.338
Subvenções/Subsídios governamentais	(c) 119.123	131.938
Outros créditos de terceiros	54.848	36.082
(+) Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(d) (327.163)	(383.144)
<b>Total</b>	<b>1.617.600</b>	<b>1.321.527</b>
Circulante	1.554.337	1.280.687
Não circulante	63.263	40.840
<b>(a) Consumidores</b>		
<b>Saldos vencidos</b>		
<b>Saldos Até 90 dias</b>	<b>Mais de 90 dias</b>	<b>Total</b>
<b>Vincendos</b>		<b>2017</b>
		<b>2016</b>
		<b>PCLD</b>
		<b>2017</b>
		<b>2016</b>

	2017	2016
<b>Sector privado</b>		
Residencial	208.690	198.349
Industrial	77.476	12.871
Comercial	172.311	48.125
Rural	44.053	23.168
<b>Total</b>	<b>502.530</b>	<b>282.513</b>
<b>Sector público</b>		
Federal	6.725	3.117
Estadual	12.264	2.552
Municipal	18.313	7.054
Iluminação pública	37.302	12.723
Serviço público	21.838	3.253
Fornecimento não faturado	30.850	12.476
<b>Total</b>	<b>803.285</b>	<b>310.965</b>
Circulante	1.446.325	1.377.342
Não circulante	20.377	19.362

As contas a receber de consumidores do não circulante representam os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos, com vencimento futuro, cobrados em contas de energia. Incluem juros e multa calculados pró-rata temporis. (b) **Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE:** Referem-se a créditos oriundos da comercialização de energia no mercado de curto prazo no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE informados pela CCEE a partir da medição e registro da energia fornecida no sistema elétrico interligado. Do total a receber junto a CCEE, no montante de R\$ 17.093 (R\$ 14.829 em 2016), compreendem as operações realizadas no período de racionamento de energia elétrica, de setembro de 2000 a dezembro de 2002, vinculadas a processos judiciais em andamento movido por agentes do setor que contestam a contabilização da CCEE para o período. Em 31 de dezembro de 2017, a Administração da Companhia, constata a existência de seus consultores jurídicos e em recentes negociações para liquidação do saldo devedor, reavaliou sua estimativa quanto ao risco de não recebimento do crédito em atraso e reverteu a provisão para créditos de liquidação duvidosa anteriormente constituída. (c) **Subvenções:** (c.1) Baixa Renda – Tarifa Social: O Governo Federal, por meio das Leis nº 12.121 e 10.438, determinou a aplicação da tarifa social de baixa renda com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 45.803 e refere-se aos meses de novembro e dezembro de 2017 (R\$ 43.722 em 31 de dezembro de 2016). (c.2) CDE: Em 18 de abril de 2017, foi emitida a Resolução Homologatória ANEEL nº 2.222/2017 aprovando o valor mensal de R\$ 38.959 a ser repassado pela Eletrobrás durante o período de abril de 2017 a março de 2018. O saldo a receber em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 73.320 (R\$ 88.216 em 31 de dezembro de 2016) e corresponde às quotas dos meses de novembro e dezembro. (d) **Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa "PCLD":**

	Consumidores	Outros créditos	Total
<b>Saldos em 01 de janeiro de 2016</b>	<b>(296.714)</b>	<b>(14.829)</b>	<b>(311.543)</b>
Adições	(175.321)	(6.914)	(182.235)
Reversões	82.640	7.345	89.985
Baixa para perdas (incobráveis)	54.420	-	54.420
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>(334.975)</b>	<b>(14.829)</b>	<b>(349.804)</b>
Adições	(173.174)	(1.776)	(174.950)
Reversões	84.160	14.829	98.989
Baixa para perdas (incobráveis)	130.148	-	130.148
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>(293.841)</b>	<b>(33.322)</b>	<b>(327.163)</b>

#### 7. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR

	2017	2016
Imposto de renda - IR	(a) 52.037	48.327
Contribuição social sobre o lucro líquido - CSLL	(b) 11.253	19.265
Imposto sobre circulação de mercadorias - ICMS	(c) 200.470	127.213
Programa de integração social - PIS	(c) 9.115	11.774
Contribuição para o financiamento da seguridade social - COFINS	(c) 44.110	54.409
Instituto nacional de seguridade social - INSS	938	1.644
Recuperação fiscal - REFFIS	2.413	2.413
<b>Total</b>	<b>320.336</b>	<b>265.045</b>
Circulante	195.276	191.065
Não Circulante	125.060	73.980
(a) Correspondem aos valores de saldos negativos de IRPJ e CSLL dos exercícios corrente e anteriores, composto por antecipações, retenções de instituições financeiras, órgãos públicos e prestadores de serviços, atualizados pela taxa SELIC. (b) Do montante total de ICMS a recuperar, R\$ 186.502 (R\$ 117.492 em 31 de dezembro de 2016) refere-se a ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo operacional. (c) PIS e COFINS a compensar decorrente do regime de apuração não-cumulativo, no montante de R\$ 53.225 (R\$ 66.183 em 31 de dezembro de 2016).		

#### 8. VALORES A COMPENSAR/(REPASSAR) DA PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS

	2017		2016	
	Circulante	Não Circulante	Circulante	Não Circulante
	<b>Total Ativo/Passivo (-)</b>	<b>Total Ativo/Passivo (-)</b>	<b>Total Ativo/Passivo (-)</b>	<b>Total Ativo/Passivo (-)</b>
<b>CVA</b>				
Energia	(c) 671.302	-	671.302	216.705
Encargo de Serviço Sistema – ESS	(a) - (243.781)	(243.781)	-	(66.092)
TUST	25.401	-	25.401	8.327
Neutralidade dos encargos setoriais	21.914	(12.502)	9.412	7.305
Outras CVA's	-	(54.884)	(54.884)	-
<b>Outros Itens Financeiros</b>				
Revisão Tarifária	5.548	(4.884)	664	-
Repasso de Sobrecontratação	(b) 12.390	(173.504)	(161.114)	-
Risco Hidrológico	(d) -	(114.614)	(114.614)	-
Efeito das Recontabilizações	18.122	-	18.122	-
Outros itens financeiros	2.000	(1.414)	586	400
	<b>756.677</b>	<b>(605.583)</b>	<b>151.094</b>	<b>232.737</b>
	<b>2016</b>		<b>2016</b>	
	<b>Circulante</b>		<b>Não Circulante</b>	
	<b>Total Ativo/Passivo (-)</b>		<b>Total Ativo/Passivo (-)</b>	
	<b>Ativo Passivo (-)</b>		<b>Ativo Passivo (-)</b>	
	<b>Líquido</b>		<b>Líquido</b>	
<b>CVA</b>				
Energia	(c) 165.854	-	165.854	15.094
Encargo de Serviço Sistema – ESS	(a) 15.093	(73.090)	(57.997)	-
TUST	1.360	(208)	1.152	-
Neutralidade dos encargos setoriais	-	(20.488)	(20.488)	-
Outras CVA's	26.018	(15.870)	10.148	15.851
<b>Outros Itens Financeiros</b>				
Energia Eletrônica	88	-	88	-
Reversão RTE	(e) 649	(13.788)	(13.139)	-
Revisão Tarifária	-	(20.398)	(20	

A movimentação do saldo do intangível está demonstrada a seguir:

	Em serviço			Em curso			Total
	Custo	Amortização acumulada	Obrigações especiais	Valor líquido	Custo	Obrigações especiais	
<b>Saldos em 01 de janeiro de 2016</b>	<b>8.490.089</b>	<b>(4.081.344)</b>	<b>(1.493.343)</b>	<b>2.915.402</b>	<b>1.208.643</b>	<b>(379.047)</b>	<b>3.744.998</b>
Adições	-	-	-	-	1.265.398	1.083.868	1.083.868
Baixas	(77.944)	58.182	-	(19.762)	(23.156)	(23.156)	(42.918)
Amortizações	-	(463.267)	112.236	(351.031)	-	-	(351.031)
Transferências - Intangíveis	610.584	-	(121.422)	489.162	(610.584)	(489.162)	(556.800)
Transferências - Ativos financeiros	6	-	-	6	(619.822)	(619.815)	(619.815)
Transferências - Outros	-	191	-	191	52.642	(28.346)	24.296
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>9.022.735</b>	<b>(4.486.238)</b>	<b>(1.502.529)</b>	<b>3.033.968</b>	<b>1.273.121</b>	<b>(304.494)</b>	<b>4.002.595</b>
Adições	-	-	-	-	1.876.323	1.476.701	1.476.701
Baixas	(181.632)	143.113	-	(38.519)	(8.890)	(8.890)	(47.409)
Amortizações	-	(522.154)	123.114	(399.040)	-	-	(399.040)
Transferências - Intangíveis	790.400	-	(176.467)	613.933	(790.400)	(790.400)	(906.833)
Transferências - Ativos financeiros (a)	(4.559)	-	-	(4.559)	(1.010.084)	(1.010.084)	(1.014.643)
Transferências - Outros (b)	-	-	-	18.577	67.584	(1.275)	84.886
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>9.626.944</b>	<b>(4.865.279)</b>	<b>(1.537.305)</b>	<b>3.224.360</b>	<b>1.407.654</b>	<b>(252.613)</b>	<b>4.379.401</b>

(a) Transferência do intangível em curso para o ativo financeiro em decorrência do reconhecimento de novos ativos incorporados no exercício. (b) Referem-se às transferências entre obras, estoques e desativações em curso.

## 11. FORNECEDORES

	2017	2016
<b>Energia elétrica</b>	<b>681.973</b>	<b>491.118</b>
Terceiros	619.745	409.621
Partes relacionadas	62.228	81.497
<b>Encargos de uso da rede</b>	<b>64.362</b>	<b>40.258</b>
Terceiros	61.780	37.483
Partes relacionadas	2.582	2.775
<b>Materiais e serviços</b>	<b>301.795</b>	<b>287.576</b>
Terceiros	300.672	286.207
Partes relacionadas	1.123	1.369
<b>Energia livre</b>	<b>44.130</b>	<b>40.955</b>
Total	<b>1.092.260</b>	<b>859.907</b>
Circulante	1.048.130	818.953
Não circulante	44.130	40.954

Os montantes classificados no não circulante referem-se a valores remanescentes de energia livre, fixados pela ANEEL, a serem repassados pelas distribuidoras às geradoras, e que estão sendo contestados pelos concessionários de distribuição.

## 12. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS, DEBÊNTURES E INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

	2017		2016	
	Divida	Instrumentos Financeiros Derivativos	Total	Total
<b>Empréstimos e Financiamentos</b>				
<b>Moeda Nacional</b>				
BANCO DO BRASIL	458.993	-	458.993	401.994
BNB	35.804	-	35.804	83.367
BNDES	955.027	-	955.027	1.120.053
CEF	65.036	-	65.036	72.398
ELETRORBRÁS	37.145	-	37.145	82.762
FINPE	9.264	-	9.264	25.708
(-) Custos de transação	(6.864)	-	(6.864)	(8.512)
(-) Depósitos em garantia	(34.140)	-	(34.140)	(31.345)
<b>Total Moeda Nacional</b>	<b>1.520.265</b>	<b>-</b>	<b>1.520.265</b>	<b>1.746.425</b>
Moeda Nacional - Circulante	287.805	-	287.805	402.403
Moeda Nacional - Não Circulante	1.232.460	-	1.232.460	1.344.022

Conciliação de passivos resultantes das atividades de financiamentos

	Fluxo de caixa				Alterações em não caixa	Fluxo de caixa				Alterações em não caixa	
	2015	Adições	Baixas	Outros		2016	Adições	Baixas	Outros		
Empréstimos e Financiamentos	5.186.562	442.154	(912.508)	(501)	(374.369)	4.341.338	1.640.082	(1.317.884)	(15.377)	30.553	4.678.712
Debêntures	-	650.000	(8.176)	-	10.904	652.728	-	(396)	-	19.938	672.270
Obrigações vinculadas	-	181.530	-	-	181.530	369.185	-	-	-	-	550.715

12.1. Empréstimos e financiamentos: A mutação dos empréstimos e financiamentos e dos seus respectivos instrumentos financeiros derivativos é a seguinte:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	
<b>Saldos em 01 de janeiro de 2016</b>	<b>869.532</b>	<b>1.438.274</b>	<b>32.112</b>	<b>1.875.877</b>	<b>4.215.795</b>
Ingressos	180.320	124.334	37.500	100.000	442.154
Encargos	172.047	-	59.799	-	231.846
Variação monetária e cambial Swap	3.425	30.123	(19.151)	(478.039)	(463.642)
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	-	-	(1.051)	(1.051)
Transferências	261.410	(261.410)	929.136	(929.136)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(1.087.817)	(2.989)	(257.756)	-	(1.348.562)
(-) Custos de transação	3.486	15.690	-	3.486	15.690
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2016</b>	<b>402.403</b>	<b>1.344.022</b>	<b>727.882</b>	<b>1.316.662</b>	<b>3.790.969</b>
Ingressos	92.748	168.075	50.000	1.329.259	1.640.082
Encargos	123.649	-	81.850	-	205.499
Variação monetária e cambial Swap	5.268	22.948	75.663	38.807	142.686
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	-	51.436	(10.119)	41.317
Transferências	329.785	(329.785)	1.169.021	(1.169.021)	-
Amortizações e pagamentos de juros	(637.724)	(4.146)	(1.001.246)	-	(1.643.116)
(-) Mov. depósitos em garantia	(34.140)	31.346	-	-	(2.794)
(-) Custos de transação	5.816	-	10.835	-	16.651
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>287.805</b>	<b>1.232.460</b>	<b>1.165.236</b>	<b>1.504.702</b>	<b>4.190.203</b>

A seguir apresentamos as captações efetuadas no exercício:

Financiadores	Vencimento	Encargos	Financiamentos Anuais - %		Valor Captado (R\$)
			2017	2016	
Banco do Brasil	2017	TJLP + 1,59% a.a. - TJLP + 2,09% a.a. / SELIC + 2,09% a.a.	13,72%	13,72%	40.942
BNDES	2023	2,09% a.a.	-	-	39.500
Banco ABC	2017	USD + 3,65% a.a. + 0,17% a.a.	-	-	50.000
BEI	2029	USD + 3,1282% a.a.	-	-	265.897
Mizuho	2020	USD + LIBOR 3M + 1,40% a.a.	-	-	95.052
JP Morgan	2020	USD + 3,7667% a.a.	-	-	82.750
Banco do Brasil	2019	9,5% a.a.	-	-	100.000
BEI	2029	USD + LIBOR 6M + 0,829% a.a.	-	-	214.995
Banco do Brasil	2017	13,73% a.a.	-	-	41.129
Bank of América	2020	USD Libor 3M + 1,80% a.a.	-	-	78.907
Citibank	2020	USD Libor 3M + 1,80% a.a.	-	-	78.907
BNP Paribas	2020	USD Libor 3M + 1,80% a.a.	-	-	78.908
Sumitomo	2020	USD Libor 3M + 1,80% a.a.	-	-	78.908
ICBC	2020	USD Libor 3M + 1,80% a.a.	-	-	55.235
BNDES	2023	TJLP + 1,59% a.a. - TJLP + 2,09% a.a. / SELIC + 2,09% a.a.	-	-	39.252
Itaú	2020	USD + 3,6635% a.a.	-	-	300.000
<b>Total</b>					<b>1.640.082</b>

Os vencimentos das parcelas do não circulante são os seguintes:

	2017		2016	
	Divida transação	Custos líquido	Divida transação	Custos líquido
2018	-	-	1.528.981	(2.701)
2019	497.717	(1.630)	496.087	310.467
2020	1.345.293	(1.630)	1.343.663	403.938
2021	357.807	(1.630)	356.177	261.727
2022	170.111	(479)	169.632	106.826
Após 2022	393.563	(263)	393.300	87.298
<b>Total obrigações</b>	<b>2.764.491</b>	<b>(5.632)</b>	<b>2.758.859</b>	<b>2.699.237</b>
(-) Depósitos em garantia	-	-	-	(31.345)
Marcação a mercado	-	(21.697)	-	(1.275)
<b>Total</b>	<b>2.764.491</b>	<b>(5.632)</b>	<b>2.758.859</b>	<b>2.666.684</b>

**Condições restritivas financeiras (covenants):** Os contratos mantidos com diversos credores contém cláusulas restritivas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros, apurados com base nas demonstrações financeiras da Companhia ou nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora Neoenergia S.A., com parâmetros pré-estabelecidos, sendo os principais listados abaixo: • Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 4; • EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 1,5 ou 2. Em 31 de dezembro de 2017 os índices financeiros requeridos foram atendidos. Os contratos que preveem apuração de índices financeiros com base nas demonstrações financeiras consolidadas da controladora Neoenergia S.A. foram adotados para prever no cálculo a inclusão do resultado dos últimos 12 meses das companhias que passaram a ser controladas em virtude do processo de incorporação, à exceção dos contratos com os Bancos JP Morgan, Banco do Brasil e Itaú, em que a Companhia obteve waivers (autorizações) destes credores para: a) adotar na apuração da alavancagem os resultados dos últimos 12 meses das companhias que passaram a ser controladas em virtude do processo de incorporação ou b) isentar a Companhia dos limites máximos de alavancagem por um período de 12 meses a partir da data da Incorporação, até que o efeito desproporcional provocado pela consolidação integral da dívida da empresa incorporada e consolidação gradual dos resultados seja eliminado. Adicionalmente, o contrato firmado junto ao BNDES prevê que no caso de não cumprimento dos índices financeiros, a Companhia deve constituir garantias reais de 130% do saldo devedor, no prazo de 30 dias da notificação do banco. As garantias adicionais serão constituídas conforme previsto em contrato. Vale ressaltar que o descumprimento do índice financeiro não enseja o vencimento antecipado. Além dos índices financeiros listados acima, a Companhia possui uma restrição com a Eletrobrás para captação de novas dívidas, caso o indicador Dívida Líquida/EBITDA seja maior que 3. Em 31 de dezembro 2017 a Companhia superou esse limite e solicitou anulação para as captações realizadas no período. 12.2. **Debêntures:** A mutação das debêntures e dos seus respectivos instrumentos financeiros vinculados é a seguinte:

	Passivo circulante		Passivo não circulante		Total
	2017	2016	2017	2016	
<b>Saldos em 01 de janeiro de 2016</b>	<b>550.000</b>	<b>550.000</b>	<b>550.000</b>	<b>550.000</b>	<b>1.100.000</b>
Ingressos	100.000	(1.631)	98.369	100.000	(3.175)
Encargos	650.000	(1.975)	648.025	650.000	(4.486)
Variação monetária e cambial Swap	-	-	-	-	-
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	-	-	-	-
Transferências	-	(2.909)	2.909	-	-
Amortizações e pagamentos de juros	-	(79.129)	(396)	(79.525)	-
(-) Custos de transação	-	2.818	-	2.818	-
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>650.000</b>	<b>(1.975)</b>	<b>648.025</b>	<b>650.000</b>	<b>645.518</b>

Os vencimentos das parcelas do não circulante são os seguintes:

	2017		2016	
	Debêntures transação	Custos líquido	Debêntures transação	Custos líquido
2019	550.000	(344)	549.656	550.000
2021	100.000	(1.631)	98.369	100.000
<b>Total obrigações</b>	<b>650.000</b>	<b>(1.975)</b>	<b>648.025</b>	<b>650.000</b>
Marcação a mercado	-	(65)	-	4
<b>Total</b>	<b>650.000</b>	<b>(2.040)</b>	<b>648.025</b>	<b>654.004</b>

As debêntures são garantidas por aval da controladora Neoenergia S.A. **Condições restritivas financeiras (covenants):** As escrituras de emissões das debêntures preveem a manutenção de índices de endividamento e cobertura de juros com parâmetros pré-estabelecidos apurados com base nas demonstrações financeiras da controladora Neoenergia S.A., listados abaixo. • Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual a 4; • EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 2. Os contratos que preveem

	Moeda estrangeira		Total
	2017	2016	
BANCO ABC	-	-	20.022
BANCO TOKIO	61.911	(22.887)	39.024
BANK OF AMERICA	367.720	(109.735)	257.985
BNP PARIBAS	384.417	(71.948)	312.469
ITAÚ	404.159	(4.107)	400.052
JP MORGAN	167.680	(26.221)	141.459
MIZUHO	230.515	-	230.515
TÍTULOS EXTERNOS	332.131	(65.882)	266.249
CITIBANK	514.266	(111.082)	403.184
BEI	550.093	-	550.093
GOLDMAN SACHS	-	(65.236)	(65.236)
VOTORANTIM	-	(5.389)	(5.389)
SUMITOMO	85.480	(6.022)	79.458
ICBC	60.075	-	60.075
<b>Total Moeda Estrangeira</b>	<b>3.158.447</b>	<b>(488.509)</b>	<b>2.669.938</b>
Moeda Estrangeira - Circulante	1.537.349	(372.113)	1.165.236
Moeda Estrangeira - Não Circulante	1.621.098	(116.396)	1.504.702
<b>Total Empréstimos e Financiamentos</b>	<b>4.678.712</b>	<b>(488.509)</b>	<b>4.190.203</b>

	2017		2016	
	Divida	Instrumentos Financeiros Derivativos	Total	Total
Empréstimos e Finan. - Circulante	1.825.154	(372.113)	1.453.041	1.130.285
Empréstimos e Finan. - Não Circulante	2.853.558	(116.396)	2.737.162	2.660.684
<b>Debêntures</b>				
Coelba	677.118	(16.494)	660.624	664.841
(-) Custos de transação	(4.848)	-	(4.848)	(2.270)
<b>Total Debêntures</b>	<b>672.270</b>	<b>(16.494)</b>	<b>655.776</b>	<b>657.571</b>
Debêntures - Circulante	7.695	121	7.816	12.053
Debêntures - Não Circulante	664.575	(16.615)	647.960	645.518
<b>Endividamento Total</b>	<b>5.350.982</b>	<b>(505.003)</b>	<b>4.845.979</b>	<b>4.448.540</b>
Endividamento Total - Circul				

(a) **Fornecimento de energia:** A composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumo:

Ref.	MWh (°)		R\$	
	2017	2016	2017	2016
<b>Consumidores:</b>				
Residencial	6.828.436	6.874.543	4.196.961	3.944.583
Industrial	1.687.980	2.465.359	803.505	1.011.105
Comercial	3.233.978	3.402.330	2.773.650	2.043.767
Rural	1.996.763	1.928.263	575.030	521.065
Poder público	701.776	712.594	381.435	360.870
Iluminação pública	1.078.897	1.012.924	296.807	257.388
Serviço público	719.741	940.240	221.161	264.200
Consumo próprio	16.410	16.331	-	-
Fornecimento não faturado	-	-	999	(21.005)
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - Consumidor cativo (1)	-	-	(4.322.559)	(4.218.188)
Subvenção à tarifa social baixa renda	-	-	4.226.989	4.163.778
<b>Total</b>	<b>16.263.980</b>	<b>17.350.584</b>	<b>4.871.196</b>	<b>4.764.081</b>

(°) Informações não auditadas. (1) Em atendimento ao Despacho ANEEL nº 1.618 de 23/04/2008, a Companhia efetuou a segregação da receita de comercialização e distribuição utilizando uma "TUSD média" calculada a partir da TUSD homologada para consumidores cativos.

(b) **Câmara de Comercialização de Energia - CCIEE:** Os montantes de receitas/despesas faturadas e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia, comercializados no âmbito da CCIEE, foram informados pela mesma e referendados pela Companhia. (c) **Receita pela disponibilidade da rede elétrica:** A receita com Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD refere-se basicamente a venda de energia para consumidores livres e cativos com a cobrança de tarifa pelo uso da rede de distribuição.

	2017	2016
Receita de Uso - Consumidor livre	319.355	203.190
Receita de Uso - Consumidor Cativo*	4.322.559	4.218.188
<b>Total</b>	<b>4.641.914</b>	<b>4.421.378</b>

(\*) Vide comentários nota (a), acima.

(d) **Ativos e passivos financeiros setoriais, líquidos CVA**

	2017	2016
Energia	690.375	(170.271)
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	(215.273)	(65.870)
TUST	33.300	-
Neutralização dos encargos setoriais	42.154	(6.357)
Outras CVA s	(101.673)	(63.639)

**Outros Itens Financeiros**

Energia Eletrônica	-	(4.873)
Exposição Financeira	-	(16.428)
Reversão RTE	-	(7.428)
Revisão Tarifária	21.398	12.947
Sobrecontratação	(179.579)	203.564
Risco Hidrológico	(149.227)	-
Efeito das recontabilizações	(40.701)	-
Outros itens financeiros	6.755	5.673
<b>Total</b>	<b>107.529</b>	<b>(112.682)</b>

(e) **Outras Receitas**

	2017	2016
Renda da prestação de serviços	15.674	34.604
Arrendamentos e alugueis	38.588	34.080
Serviço taxado	14.831	13.621
Valor de reposição estimado da concessão (*)	152.139	145.730
Comissão serviços de terceiros	18.860	18.855
Outras receitas	4.105	5.324
<b>Total</b>	<b>244.197</b>	<b>252.214</b>

(\*) Conforme mencionado na nota 10, a Companhia atualiza o ativo financeiro indenizável da concessão com base no mesmo índice de atualização da BRR (IPCA).

(f) **Deduções da Receita Bruta: Impostos e contribuições**

	2017	2016
ICMS	(1.938.479)	(1.853.033)
PIS	(158.925)	(158.273)
COFINS	(787.350)	(728.940)
ISS	(7.774)	(8.382)
Encargos Setoriais	-	-
Conta de desenvolvimento energético - CDE (*)	(525.683)	(593.605)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(33.032)	(29.650)
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	(13.369)	(11.846)
Empresa de Pesquisa Energética - EPE	(6.685)	(9.923)
Pesquisa e desenvolvimento - P&D	(13.213)	(11.845)
Encargos do Consumidor - PROINFA	(15.200)	(13.978)
Encargos do Consumidor - CCRBT	(105.095)	(1.539)
Taxa de fiscalização serviço energia elétrica-TFSEE	(9.719)	(8.721)
<b>Total</b>	<b>(3.626.524)</b>	<b>(3.425.735)</b>

(\*) Vide nota 14 (a).

## 21. CUSTO E DESPESAS OPERACIONAIS DO SERVIÇO

21.1. **Custo de Energia Elétrica**

	MWh (°)		R\$	
	2017	2016	2017	2016
<b>Energia comprada para revenda</b>				
Ambiente de Contratação Regulado – ACR (Leilões)	11.260.540	9.493.688	(1.620.370)	(1.380.893)
Contratos bilaterais	2.659.096	4.046.731	(597.554)	(860.552)
Contratos por cotas de garantia física	6.367.433	7.548.338	(398.385)	(471.464)
Cotas das Usinas Angra I e Angra II	654.523	656.316	(146.927)	(131.944)
Mercado de Curto Prazo	33.281	92.235	(125.180)	(17.662)
PROINFA	413.489	410.330	(122.337)	(124.303)
Resarcimento de energia	-	-	38.186	11.511
(-) Créditos de PIS e COFINS	-	-	378.248	351.755
Encargos de energia de reserva - EER	-	-	-	(49.712)
Custos Variáveis do MCP	-	-	(1.337.515)	(585.766)
<b>Total</b>	<b>21.388.362</b>	<b>22.247.638</b>	<b>(3.931.834)</b>	<b>(3.259.030)</b>

Encargos de uso dos sistemas de distribuição

Encargos de rede básica	(418.552)	(210.515)
Encargos de conexão	(31.725)	(27.829)
Encargo de uso do sistema de distribuição	(5.342)	(5.014)
Encargo de serviço do sistema - ESS	(66.632)	(160.869)
Encargos de energia de reserva - EER	166.802	21.399
(-) Créditos de PIS e COFINS	(315.831)	(382.828)
<b>Total</b>	<b>(4.247.665)</b>	<b>(3.641.858)</b>

(\*) Informações não auditadas.

21.2. **Custo de operação e outras receitas/despesas operacionais**

Custo/Receitas/Despesas	2017		2016	
	Ref	serviços	Despesas com vendas administrativas	Outras receitas/Despesas administrativas
Pessoal	(a)	(264.965)	(82.759)	(120.181)
Administradores	-	-	(9.807)	(9.807)
Benefício pós emprego	-	-	38.743	38.743
Material	(31.236)	(1.859)	(2.593)	(35.688)
Serviços de terceiros	(522.663)	(89.690)	(119.109)	(731.462)
Amortização	(b)	(359.379)	-	(28.676)
Arrendamentos e alugueis	(1.447)	(235)	(4.826)	(6.508)
Tributos	(864)	(145)	(6.100)	(7.109)
Provisões líquidas - PCLD	-	55.980	-	55.980
Perdas contas a receber	-	(130.148)	-	(130.148)
Provisões líquidas - contingências	-	-	(69.571)	(71.074)
Outras receitas/despesas	(c)	(116.807)	(5.126)	(53.485)
<b>Total custos/receitas/despesas</b>	<b>(1.297.361)</b>	<b>(253.982)</b>	<b>(253.672)</b>	<b>(1.805.015)</b>
(a) <b>Custo e despesa de pessoal</b>				
Remunerações	(209.646)	(185.146)	(Reclassificado)	(Reclassificado)
Encargos sociais	(88.189)	(84.939)	-	-
Auxílio alimentação	(24.927)	(24.380)	-	-
Previdência privada e outros benefícios	(26.234)	(26.770)	-	-
Rescisões	(8.955)	(12.401)	-	-
Férias e 13º salário	(48.435)	(42.398)	-	-
Plano de saúde	(71.405)	(54.025)	-	-
Participação nos lucros e resultados	(49.406)	(22.798)	-	-
Encerramento de ordem em curso	(1.610)	(1.324)	-	-
(-) Transferências para ordens	60.902	56.446	-	-
<b>Total</b>	<b>(467.905)</b>	<b>(398.735)</b>	-	-
(b) <b>Amortização</b>				
Quota de amortização no exercício	(399.040)	(351.031)	-	-
Cota bens de renda	(163)	(181)	-	-
(-) Crédito PIS/COFINS	11.148	8.654	-	-
<b>Total</b>	<b>(388.055)</b>	<b>(342.558)</b>	-	-
(c) <b>Outras receitas e despesas</b>				
Seguros	(3.847)	(3.164)	-	-
Doações e contribuições	(1.135)	(1.236)	-	-
Recuperação de despesa	10.287	9.341	-	-
Órgãos de classe do setor elétrico	(3.654)	(3.236)	-	-
Despesas de viagem	(12.749)	(9.651)	-	-
Consumo próprio de energia elétrica	(10.031)	(9.666)	-	-
Propaganda e publicidade	(2.548)	(4.821)	-	-
Alimentação	(1.222)	(1.005)	-	-
Multas regulatórias	(36.366)	(51.670)	-	-
Encerramento de ordem	(590)	(216)	-	-
Multa contratual do consumidor	71.981	64.830	-	-
Violação de prazo	(2.061)	(1.749)	-	-
Perdas / alienação / cancelamento / desativação	(55.101)	(46.975)	-	-
Indenização danos elétricos	(4.803)	(3.662)	-	-
Outros	(1.646)	(2.681)	-	-
<b>Total</b>	<b>(53.485)</b>	<b>(65.561)</b>	-	-

## 22. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

	2017	2016
<b>Receitas financeiras</b>		
Renda de aplicações financeiras	38.174	49.988
Juros e encargos sobre contas de energia em atraso	48.594	42.012
Variáveis monetárias e cambiais – Dívida	634.103	1.269.857
Variáveis monetárias e cambiais – Outras	5.884	24.577
Instrumentos financeiros derivativos	409.395	633.000
Atualização depósitos judiciais	9.019	23.283
Atualização do ativo financeiro setorial	-	22.239
(-) PIS e COFINS s/ receita financeira	(6.541)	(8.550)
Outras receitas financeiras	10.894	10.066
<b>Total</b>	<b>1.149.522</b>	<b>2.066.480</b>
<b>Despesas financeiras</b>		
Encargos de dívida	(224.006)	(202.648)
Variáveis monetárias e cambiais – Dívida	(778.582)	(805.526)
Variáveis monetárias e cambiais – Outras	(27.232)	(46.889)
Instrumentos financeiros derivativos	(451.330)	(1.328.815)
Benefícios Pós-Emprego e outros benefícios	(65.526)	(58.417)
IOF	(8.837)	(7.550)
Encargos P&D/PEE	(4.925)	(5.225)
Atualização do passivo financeiro setorial	(1.236)	-
Atualização contingências	(41.723)	(55.988)
Outras despesas financeiras	(22.817)	(21.649)
<b>Total</b>	<b>(1.626.214)</b>	<b>(2,533,207)</b>

Resultado financeiro líquido

## 23. SALDOS E TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

A Companhia mantém operações comerciais com partes relacionadas pertencentes ao mesmo grupo econômico, cujos saldos e natureza das transações estão demonstrados a seguir:

COLIGADAS	Ref.	Ativo / (Passivo)		Receita/ (Despesa)		Vencimento
		2017	2016	2017	2016	
<b>Compra de Energia Elétrica</b>						
Itapebi Geração de Energia S.A.	(a.1)	-	(36.568)	(116.280)	(419.721)	2017
Termopernambuco S/A	(a.1)	(20.628)	(18.317)	(131.025)	(132.091)	2023
Afluente Geração Energia Elétrica S.A.	(a.1)	-	(3.140)	-	(30.907)	2027
Baguai I Geração Energia Elétrica S.A.	(a.2)	(600)	(559)	(4.902)	(4,635)	2039
Góias Sul Geração de Energia S.A.	(a.2)	-	(344)	-	(2,856)	2039
Norte Energia S.A.	(a.2)	(30.147)	(11,167)	(246,009)	(44,195)	2045

COLIGADAS	Ref.	Ativo / (Passivo)		Receita/ (Despesa)		Vencimento
		2017	2016	2017	2016	
Energetica Águas da Pedra	(a.2)	(2.542)	(2,367)	(20,734)	(19,633)	2040
Rio Pch I S.A.	(a.2)	-	(188)	-	(1,563)	2038
Calango 1 Energia Renovável S/A	(a.2)	(122)	(119)	(1,430)	(1,337)	2033
Calango 4 Energia Renovável S/A	(a.2)	(113)	(110)	(1,326)	(1,240)	2033
Calango 5 Energia Renovável S/A	(a.2)	(120)	(117)	(1,409)	(1,317)	2033
Caetité 2 Energia Renovável S/A	(a.2)	(101)	(98)	(1,184)	(1,107)	2032
Calango 2 Energia Renovável S/A	(a.2)	(104)	(101)	(1,222)	(1,138)	2033
Calango 3 Energia Renovável S/A	(a.2)	(122)	(119)	(1,430)	(1,337)	2033
Caetité 3 Energia Renovável S/A	(a.2)	(102)	(99)	(1,195)	(1,117)	2032
Mel 2 Energia Renovável S/A	(a.2)	(82)	(80)	(963)	(901)	2032
Arizona 1 Energia Renovável S/A	(a.2)	(110)	(107)	(1,291)	(1,198)	2032
Companhia Hidroelétrica Telespires	(a.2)	(7,326)	(7,871)	(65,148)	(74,277)	2044
<b>Total</b>		<b>(62,218)</b>	<b>(81,471)</b>	<b>(595,546)</b>	<b>(740,570)</b>	

**Uso e Conexão do Sistema de Transmissão (CUSTI) e (CITI)**

Afluente Transmissão de Energia Elétrica S.A.	(c)/(d)/(e)	(1.439)	(1.628)	(13.878)	(12.701)	2017 e 2027
Se Narandiba S.A.	(c)/(d)	(940)	(1.037)	(8.950)	(8.116)	2027
Potiguar Sul Transmissão de Energia S.A.	(c)/(d)	(63)	(35)	(439)	(54)	2027
<b>Total</b>		<b>(2,442)</b>	<b>(2,700)</b>	<b>(23,267)</b>	<b>(20,871)</b>	

**Uso do Sistema de Distribuição (CUSD)**

Celpe	(b)	412	444	5.173	4.476	2020 e 2029
Afluente Geração Energia Elétrica S.A.	(b)/(e)	-	104	-	1.208	2027
Bahia Pch I S.A.	(b)	-	73	-	846	2029
<b>Total</b>		<b>412</b>	<b>621</b>	<b>5.173</b>	<b>6.530</b>	

**Fornecimento de Energia**

Itapebi Geração de Energia S.A.	(g)	57	169	914	843	
<b>Total</b>		<b>57</b>	<b>169</b>	<b>914</b>	<b>843</b>	

corridas durante a atividade laboral até os 62 anos de idade. Devido a essa peculiaridade, o FAELFLEX também é escopo de cálculos atuariais. O Plano nº 2 – BD (Benefício Definido) é um plano maduro e está fechado a novos participantes desde 1998. Eventuais insuficiências serão de responsabilidade da patrocinadora e dos participantes. As contribuições correntes (da patrocinadora e dos participantes, na paridade de 1 para 1) destinam-se à cobertura dos benefícios a serem pagos aos participantes, acumulados desde a sua admissão no plano. As contribuições pagas ou provisionadas para o exercício foram as seguintes:

	2017	2016
Custo do Intangível em Curso	(2.017)	(1.663)
Despesas Operacionais	(15.927)	(10.940)
	(17.944)	(12.603)

Plano de Benefício Assistencial: A Companhia mantém um Seguro Coletivo Empresarial de Reembolso de Despesas de Assistência Médico-Hospitalar e de Assistência Odontológica para os empregados ativos, aposentados e pensionistas e seus dependentes legais. As contribuições mensais da Companhia correspondem aos prêmios médios calculados pela Seguradora, multiplicado pelo número de vidas seguradas. Esses prêmios são reajustados anualmente pela variação dos custos médicos e hospitalares, dos custos de comercialização e de outras despesas incidentes sobre a

As principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2017 e de 2016 foram:

	Planos de Previdência Complementar		Plano de Saúde Pós Emprego	
	CD	BD	BD	
	2017	2016	2017	2016
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	9,59%	11,83%	9,93%	11,83%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	5,55%	7,08%	5,55%	7,08%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	N/A	N/A	4,50%	5,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,50%	5,50%	4,50%	5,50%
Taxa de rotatividade esperada	8,73%	0,15 / (tempo de serviço + 1)	Nula	Nula
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000 Basic	AT-2000 Basic	BR-EMSSB-2015 masculina (Suavizada em 15%)	AT-2000 Basic
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	N/A	N/A	BR-EMSSB-2010 masculina	AT-83 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Light-média	Light-média	Light-média	Light-média
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	N/A	N/A	100% na primeira elegibilidade	100% na primeira elegibilidade

Análise de sensibilidade das premissas significativas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2017 e 2016 foram:

	Plano CD		Plano BD		Plano de saúde Pós Emprego	
	2017	2016	2017	2016	2017	2016
<b>Valor presente das obrigações de benefício definido</b>						
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	6.796	9.430	345.405	320.460	798.044	598.478
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	6.545	8.938	316.921	295.784	710.058	535.808
<b>% de impacto na obrigação de benefício definido</b>						
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	1,92%	2,75%	4,48%	4,16%	6,14%	5,52%
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	-1,84%	-2,60%	-4,14%	-3,86%	-5,56%	-5,53%
<b>Impacto na duração média da obrigação de benefício definido</b>						
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	3,81	5,43	8,76	8,15	11,91	10,74
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	3,71	5,27	8,45	7,88	11,45	11,39

Vencimentos esperados de benefícios não descontados de planos de pensão e benefícios de saúde pós-emprego:

	Menos de 1 ano		Entre 1-2 anos		Entre 2-5 anos		Mais de 5 anos		Total
	2017	2016	2017	2016	2017	2016	2017	2016	
Benefícios de aposentadoria - BD	29.323	29.635	93.918	169.632	322.508				
Benefícios de aposentadoria - CD	1.437	1.361	3.580	5.410	11.788				
Benefícios de saúde pós-emprego	45.223	47.988	161.887	337.388	592.486				

Demonstramos a seguir os valores reconhecidos no ativo, passivo, demonstração de resultado e resultado abrangente, relacionados aos planos previdenciários e assistencial, em 31 de dezembro de 2017 e de 2016:

	2017	2016
<b>Valor reconhecido no balanço patrimonial da empresa</b>		
Benefícios de previdência - CD	(3.906)	(5.149)
Benefícios de previdência - BD	9.950	7.332
Benefícios de saúde pós-emprego	(751.901)	(567.196)
Destinação de reserva especial com reversão de valores ao patrocinador	20.755	24.934
	(725.102)	(540.079)
<b>Despesas reconhecidas na demonstração de resultado líquidas de contribuições do empregador revertidas no ano</b>		
Benefícios de previdência - CD	(733)	(8)
Benefícios de previdência - BD	860	357
Benefícios de saúde pós-emprego	(69.139)	(43.884)
	(69.012)	(43.535)
<b>Redimensionamento atuariais reconhecidas no resultado abrangente no exercício</b>		
Benefícios de previdência - CD	1.976	(3.473)
Benefícios de previdência - BD	1.759	4.160
Benefícios de saúde pós-emprego	(156.035)	(200.820)
	(152.300)	(200.133)

Os valores reconhecidos no resultado são os seguintes:

	Planos de Previdência Complementar		Plano de Saúde Pós-Emprego	
	CD	BD	BD	
	2017	2016	2017	2016
Custo do serviço corrente	(1.307)	(824)	(7)	(13)
Custo dos juros	(547)	(157)	867	370
Contribuições pagas pela patrocinadora	1.121	973	-	-
<b>Total incluído no resultado</b>	(733)	(8)	860	357

A mutação das obrigações de benefício pós-emprego em 31 de dezembro de 2017 e de 2016:

	Planos de Previdência Complementar		Plano de Saúde Pós Emprego	
	CD	BD	BD	
	2017	2016	2017	2016
<b>Obrigações atuariais em 31/12/2015</b>	(6.100)	(257.234)	(451.383)	
Custo do serviço passado	-	-	3.796	
Custo do serviço corrente	(824)	(13)	(2.587)	
Custo dos juros	(727)	(32.024)	(45.094)	
Contribuições pagas pelos participantes	(15)	-	-	
Benefícios pagos pelo plano	-	-	26.774	
Premissas demográficas	-	-	10.266	
Premissas financeiras	(573)	(28.170)	22.797	
Experiência do plano	(938)	(16.995)	(136.624)	
<b>Obrigações atuariais em 31/12/2016</b>	(9.177)	(307.662)	(567.196)	
Custo do serviço corrente	(1.307)	(7)	(4.161)	
Custo dos juros	(996)	(34.552)	(64.978)	
Contribuições pagas pelos participantes	(18)	-	-	
Benefícios pagos pelo plano	395	36.659	40.470	
Premissas demográficas	2.968	(14.141)	7.168	
Premissas financeiras	(114)	(21.393)	(64.767)	
Experiência do plano	1.582	10.493	(98.435)	
<b>Obrigações atuariais em 31/12/2017</b>	(6.667)	(330.603)	(751.901)	

## RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Conselheiros e Diretores da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - COELBA Salvador- BA  
**Opinião**  
 Examinamos as demonstrações financeiras da Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA (“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 Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia – COELBA 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 e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).  
**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.  
**Principais assuntos de auditoria**  
 Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações financeiras como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

**(a) Validação e Realização dos Ativos Financeiros da Concessão e do Intangível**  
*(Consulte a nota explicativa 10 das demonstrações financeiras)*  
 A interpretação Técnica ICP 01(R1) – Contratos de Concessão determina que a Companhia deve atender a obrigações determinadas no contrato de construção de distribuição de energia considerando que os investimentos realizados e não amortizados até o final do contrato de concessão devem ser classificados como ativos financeiros por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente e o investimento remanescente do ativo financeiro deve ser classificado como um ativo intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, através do consumo de energia pelos consumidores. O órgão regulador (ANEEL – Agência Nacional de Energia Elétrica) considera a infraestrutura de distribuição também como base para determinação da tarifa para cada ciclo tarifário e representa a indenização a ser paga pelo Poder Concedente ao final da concessão para o concessionário. A avaliação da bifurcação entre ativo financeiro e ativo intangível envolve complexidade e julgamento por parte da Companhia que podem impactar o valor desses ativos nas demonstrações financeiras. Devido a esse fato, bem como à relevância dos valores envolvidos, consideramos a validação e realização dos Ativos Financeiros da Concessão e do Intangível como um assunto significativo para a nossa auditoria.  
**Como nossa auditoria conduziu esse assunto**  
 Avaliamos o desenho, implementação e efetividade operacional dos controles internos chave relacionados à avaliação do ativo financeiro da concessão considerando a parcela dos investimentos realizados e o montante de dos ativos que não serão amortizados até o final do prazo da concessão. Avaliamos as premissas utilizadas na bifurcação entre ativo financeiro e ativo intangível e revisamos se os cálculos da atualização da base de remuneração associada aos ativos existentes em operação estão consistentes e de acordo com o último ciclo tarifário da Companhia e com o Manual de Procedimentos de Regulação Tarifária aprovado pela ANEEL. Realizamos inspeção documental, em base amostral, das adições ocorridas durante o exercício. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras estão de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Com base nos resultados dos procedimentos executados e nas evidências obtidas, consideramos que a mensuração e divulgação dos Ativos Financeiros da Concessão e do Intangível são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.  
**(b) Provisões para riscos fiscais, trabalhistas e civis**  
*(Consulte a nota explicativa 16 das demonstrações financeiras)*  
 A Companhia é parte passiva em processos judiciais de natureza trabalhista, civil e fiscal. Ao determinar os montantes a serem reconhecidos e divulgados nas demonstrações financeiras, a Companhia considera a opinião dos assessores jurídicos, a natureza das ações, a similaridade com processos anteriores, a complexidade e o posicionamento dos tribunais. Essa determinação envolve julgamento na avaliação da expectativa da existência de obrigação presente resultante de evento passado e da probabilidade de desembolso, já que requer a utilização de conhecimento técnico e histórico da Companhia, bem como análise individualizada dos processos e da jurisprudence subjacente. Devido à relevância, complexidade e julgamento envolvidos na avaliação, mensuração, definição do momento para o reconhecimento e divulgações relacionadas às Provisões para riscos fiscais, trabalhistas e civis consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.  
**Como nossa auditoria conduziu esse assunto**  
 Obtivemos entendimento sobre a avaliação do desenho e a implementação dos controles internos chave relacionados à identificação, avaliação, mensuração e divulgação das Provisões para riscos fiscais, trabalhistas e civis. Obtivemos confirmações externas dos consultores legais que representam a Companhia nos processos judiciais e administrativos, contendo informação sobre os montantes envolvidos e avaliação de risco de perda e comparamos com os registros contábeis. Comparamos as respostas das cartas enviadas com os registros contábeis, avaliamos a razoabilidade das contingências registradas pela Companhia, bem como, procedemos, quando aplicável, a comparação com jurisprudência existente. Avaliamos a determinação do risco de perda e do valor estimado para as causas com valores julgados relevantes com expectativa de perda remota ou possível. Analisamos também se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras estão de acordo com as regras aplicáveis e fornecemos informações sobre a natureza, exposição e valores provisionados ou divulgados relativos aos principais assuntos fiscais, trabalhistas e civis em que a Companhia está envolvida. Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima sintetizados, consideramos que a mensuração das provisões e as divulgações correlatas são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.  
**(c) Reconhecimento da receita não faturada**  
*(Consulte a nota explicativa 20 das demonstrações financeiras)*  
 A receita não faturada reconhecida pela Companhia corresponde à energia elétrica distribuída, mas não fatu-

operação do seguro; e em função da sinistralidade, com o objetivo de manter o equilíbrio técnico-atuarial da apólice. As contribuições arrecadadas dos aposentados, pensionistas e ex-funcionários são reajustadas pela inflação (INPC). Deliberação CVM nº 695 – CPC 33 – Benefícios a Empregados: A Deliberação CVM 695/12 de 13 de dezembro de 2012, em linha com os procedimentos contábeis estabelecidos no CPC 33 – Benefícios a Empregados determina o registro de um passivo quando o montante das obrigações ultrapassa o valor dos ativos do plano de benefícios, e de um ativo quando o montante dos ativos supera o valor das obrigações do plano. Nesta última hipótese, o ativo somente deverá ser registrado quando existirem evidências de que este poderá reduzir efetivamente as contribuições da patrocinadora ou que será reembolsável no futuro. Os ganhos e perdas atuariais deverão ser reconhecidos em outros resultados abrangentes. Obrigações de benefícios de curto prazo a empregados são reconhecidas como despesas de pessoal conforme o serviço correspondente seja prestado. O passivo é reconhecido pelo montante do pagamento esperado caso a Companhia tenha uma obrigação presente legal ou construtiva de pagar esse montante em função de serviço passado prestado pelo empregado e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável. O parecer atuarial, emitido por atuário independente, considerando a situação econômico-financeira dos planos previdenciários em âmbito da FAELBA em 31 de dezembro de 2017 está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº. 695, de 13 de dezembro de 2012.

	Planos de Previdência Complementar		Plano de Saúde Pós Emprego	
	CD	BD	BD	
	2017	2016	2017	2016
<b>Valor Justo dos ativos em 31/12/2015</b>	4.432	400.971		
Juros sobre o valor justo dos ativos do plano	570	50.927		
Redimensionamento atuariais	(1.962)	52.894		
Contribuições pagas pela patrocinadora	973	-	31.633	
Contribuições pagas pelos participantes	15	-	-	
Benefícios pagos pelo Plano	-	(26.774)	(31.633)	
<b>Valor Justo dos ativos em 31/12/2016</b>	4.028	478.018		
Juros sobre o valor justo dos ativos do plano	449	54.705		
Redimensionamento atuariais	(2.459)	10.424		
Contribuições pagas pela patrocinadora	1.121	-	40.470	
Contribuições pagas pelos participantes	18	-	-	
Benefícios pagos pelo Plano	(395)	(36.659)	(40.470)	
<b>Valor Justo dos ativos em 31/12/2017</b>	2.762	506.488		

A movimentação do valor justo dos ativos do plano de benefícios nos exercícios apresentados é a seguinte:

	Planos de Previdência Complementar		Plano de Saúde Pós Emprego		
	CD	BD	BD		
	2017	2016	2017	2016	
<b>Ativos Administrados pela FAELBA</b>					
CD	BD	Total	CD	BD	Total
2.418	493.750	496.168	3.557	469.119	472.676
303	1.954	2.257	424	1.318	1.742
41	10.784	10.825	47	7.581	7.628
<b>2.762</b>	<b>506.488</b>	<b>509.250</b>	<b>4.028</b>	<b>478.018</b>	<b>482.046</b>
88%	98%	98%	88%	98%	98%
11%	0%	0%	11%	0%	0%
1%	2%	2%	1%	2%	2%
<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Os ativos dos planos de benefícios estão classificados nas seguintes categorias:

	Ativos Administrados pela FAELBA	
	2017	2016
Renda fixa	2.418	493.750
Renda variável	303	1.954
Investimentos imobiliários	41	10.784
<b>Total</b>	<b>2.762</b>	<b>506.488</b>
Renda fixa	88%	98%
Renda variável	11%	0%
Investimentos imobiliários	1%	2%
<b>Total</b>	<b>100%</b>	<b>100%</b>

Custo esperado do plano previdenciário do benefício definido, contribuição definida e plano de saúde para 2018 são:

	Plano CD	Plano BD	Plano de Saúde
Custo do serviço corrente	(845)	(28)	(2.430)
Custo dos juros	(317)	988	(74.460)
Custo da obrigação (ORA)	-	28	-
<b>Custo total da obrigação</b>	<b>(1.162)</b>	<b>988</b>	<b>(76.890)</b>

Outros benefícios: Além dos benefícios concedidos por intermédio dos planos de previdência complementar, a Companhia oferece outras vantagens a seus empregados, tais como: auxílios refeição, transporte, funeral e creche, capacitação e desenvolvimento profissional, que são periodicamente negociadas por ocasião dos acordos coletivos de trabalho. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia despendeu com essas rubricas o montante de R\$ 117.624 (R\$ 75.567 em 31 de dezembro de 2016).

### 27. SEGUROS

A Companhia mantém as seguintes coberturas de seguros, compatíveis com os riscos das atividades desenvolvidas, que são julgadas suficientes pela Administração para salvaguardar os ativos e negócios de eventuais sinistros:

Riscos	Data da Vigência	Importância Segurada	Prêmio
Riscos Nomeados - Subestações e Usinas	08/10/2017 a 08/10/2018	584.327	1.177
Riscos Nomeados - Imóveis Próprios e Locados	08/10/2017 a 08/10/2018	96.277	194
Riscos Nomeados - Almoarifado	08/10/2017 a 08/10/2018	200.710	404
Responsabilidade Civil Geral - Operações	08/10/2017 a 08/10/2018	10.000	2.563
Veículos	08/10/2017 a 31/05/2018	Tabela Fipe	28

Os seguros da Companhia são contratados conforme as respectivas políticas de gerenciamento de riscos e seguros vigentes.

### 28. QUESTÕES AMBIENTAIS (\*)

A Companhia pauta sua conduta pela conservação do meio ambiente e respeito à legislação ambiental, por meio de diversas ações, bem como o cumprimento de sua Política Socioambiental. A Companhia capitaliza com parte do custo de um projeto, gastos referentes a demandas ambientais substanciada nas previsões regulamentares do setor de energia elétrica e exigências dos órgãos públicos competentes, para concessão das respectivas licenças que permitirão a execução dos projetos. Na hipótese dos gastos decorrerem de convênios com ONGs e outros entes que promove a preservação ambiental, sem, no entanto, estarem relacionados a projetos de investimentos, o gasto é apropriado ao resultado como despesa operacional. Em 2017, destacam-se algumas ações voltadas para a sustentabilidade e a conservação ambiental na Coelba: - Compensação Ambiental - Plantio em Áreas de Preservação Permanente (APP) com o uso de espécies nativas dos biomas Cerrado e Caatinga, como compensação ambiental dos empreendimentos da distribuidora construídos ao longo do ano; Projeto de Meliponicultura que permite a criação e o manejo da abelha urucu, de forma sustentável, em uma área remanescente de Mata Atlântica, através de cursos e oficinas de capacitação com o envolvimento das comunidades no Vale do Itambatoá, na região metropolitana de Salvador e; Projeto de Arborização Urbana no bairro Cajueiro, da cidade de Juazeiro, como forma de compensação da construção da LD 69 kV Juazeiro II-Saltire III. Comunicação com as partes interessadas - Folder informativo sobre aspectos e cuidados durante a construção de linhas de distribuição, para a comunidade no entorno do empreendimento. - Rede Compacta / Linha Verde - Utilização de cabos elétricos protegidos evitando acidentes por contato com árvores, reduzindo a necessidade de poda da arborização e melhorando o desempenho do sistema elétrico; - Gerenciamento de Resíduos - Reutilização de carretéis de madeira e reuso dos resíduos de concreto, ambos por meio da logística reversa; reforma de equipamentos do sistema elétrico e reciclagem do óleo mineral isolante dos transformadores; reciclagem de papel e do óleo

para os consumidores. O seu faturamento é efetuado tomando como base os ciclos de leitura que em alguns casos ocorrem após o período de encerramento contábil. O reconhecimento da receita não faturada envolve premissas complexas além de julgamentos por parte da Companhia acerca da estimativa de consumo por parte dos consumidores. Devido à relevância das premissas e do julgamento envolvido que podem impactar o valor das receitas não faturadas e de contas a receber, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.  
**Como nossa auditoria conduziu esse assunto**  
 Avaliamos o desenho, implementação e efetividade dos controles internos chave relacionados a determinação do montante da receita de energia distribuída, mas não faturada. Envolvemos nossos especialistas em tecnologia da informação para nos auxiliarem na avaliação dos sistemas e do ambiente informatizado utilizados para testar a razoabilidade dos dados utilizados no cálculo da estimativa efetuada pela Companhia. Como parte da amostragem, efetuamos o teste de valorização da receita de energia distribuída e não faturada, por meio do cálculo da estimativa considerando o índice de consumo médio por área para verificar se representavam receitas válidas e consistentes com o curso normal dos negócios da Companhia. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras estão de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil. Como resultado das evidências obtidas por meio dos procedimentos acima resumidos consideramos que o reconhecimento da receita não faturada e das contas a receber é aceitável no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.  
**(d) Instrumentos financeiros derivativos**  
*(Consulte a nota explicativa 24 das demonstrações financeiras)*  
 A Companhia mantém operações significativas com instrumentos financeiros derivativos para proteger certos riscos originários de seus empréstimos e financiamentos. Alguns contratos de dívida são em moeda estrangeira e para mitigar o risco de flutuações da taxa de câmbio contrata operação de derivativos (Swap). A valorização, a designação desses instrumentos financeiros como contabilidade de hedge e a mensuração de sua efetividade requerem o cumprimento de certas obrigações formais, e incluem a necessidade de que a Companhia faça julgamentos significativos em relação à proteção efetiva dos riscos de variação cambial e de preço. Devido à relevância, julgamento envolvido na mensuração da efetividade desses instrumentos financeiros derivativos e à avaliação e mensuração do valor justo de tais instrumentos financeiros derivativos se completam, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.  
**Como nossa auditoria conduziu esse assunto**  
 Nossos procedimentos incluíram o entendimento do desenho e implementação dos controles internos chave referentes ao processo de gerenciamento dos instrumentos financeiros. Envolvemos nossos especialistas em instrumentos financeiros para nos auxiliarem na avaliação da determinação do valor justo dos instrumentos financeiros derivativos, cálculo da efetividade das relações de hedge, utilizando dados observáveis, como fluxos descontados