

# ATÉ AONDE A ENERGIA DAS ÁGUAS, DO VENTO E DO SOL PODE LEVAR O BRASIL? AO FUTURO.

## Demonstrativo Financeiro 2018

- EBITDA: R\$ 4,5 BILHÕES
- LUCRO: R\$ 1,5 BILHÃO
- BASE LÍQUIDA DE ATIVOS REGULATÓRIOS: R\$ 17,6 BILHÕES
- CRESCIMENTO CONTÍNUO: NOVAS LINHAS DE TRANSMISSÃO E NOVOS PARQUES EÓLICOS

[www.neoenergia.com](http://www.neoenergia.com)



**NEOENERGIA**

## RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO | 2018

### MENSAGEM DO PRESIDENTE DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

Prezados Acionistas,

Em 2018, o Grupo Neoenergia apresentou resultados econômico-financeiros sólidos e ampliou seus negócios. Neste ano, a Neoenergia manteve o plano de investir continuamente na melhoria e na expansão da sua rede elétrica, além da ampliação de seu parque gerador, com um volume total de R\$ 4,4 bilhões investidos, sobretudo para atender os 13,8 milhões de clientes de suas quatro distribuidoras (Coelba, Celpe, Cosern e Elektro) – um universo de mais de 34 milhões de pessoas, quase 20% da população brasileira. Os resultados obtidos em 2018, e que passamos agora a apresentar, nos encorajam a prosseguir com o firme compromisso com a satisfação dos nossos clientes e com o desenvolvimento do Brasil.

Chegamos ao final de 2018 com o EBITDA (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) de R\$ 4,6 bilhões, aumento de 47% em relação a 2017. Entre os fatores que impactaram positivamente esse resultado estão a incorporação plena da Elektro Holding as revisões tarifárias de Coelba e Cosern, definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) em abril, e ainda os reajustes anuais de Celpe e Elektro, ocorridos, respectivamente, em abril e agosto. A Receita Operacional Líquida (ROL) cresceu 27% e chegou a R\$ 26,0 bilhões. Já o lucro líquido atribuído aos acionistas controladores saltou de R\$ 406 milhões, em 2017, para R\$ 1,5 bilhão em 2018, um aumento de 278%.

Passamos a atuar em 18 estados brasileiros em 2018, sobretudo devido à expansão de nosso segmento de Transmissão, que dobrou de tamanho com a conquista, em dezembro, de quatro dos 16 lotes no leilão 04/2018 promovido pela Aneel. Fomos o maior destaque do certame, arrematando os lotes 1 (o maior em disputa), 2, 3 e 14, que incluem linhas e subestações nos estados do Paraná, Santa Catarina, Rio Grande do Sul, Rio de Janeiro, Minas Gerais e Espírito Santo.

Em Distribuição, os investimentos de R\$ 3,5 bilhões, dedicados à modernização e expansão de nossa rede, trouxeram bons resultados em indicadores de qualidade. Pela primeira vez, desde 2009, todas as distribuidoras do grupo ficaram abaixo dos limites regulatórios estabelecidos pela Aneel para o indicador de Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor (DEC).

Importante destacar também os avanços nos projetos de inovação em Fernando de Noronha (PE) e de smart grid em Atibaia (SP). Em Noronha, a instalação do sistema de armazenamento da energia elétrica produzida pelas duas usinas solares. Já com relação ao projeto Energia do Futuro, em Atibaia e região, a implantação de uma rede privada de banda larga sem fio para operação de sistema elétrico atenderá a mais de 75.000 residências e empresas na região.

No segmento de Geração, fato marcante foi a conclusão das obras da UHE Baixo Iguaçu, no oeste paranaense. Com 350 MW de capacidade instalada, a usina foi autorizada pela Aneel, em janeiro de 2019, a colocar na fase de testes sua primeira turbina. O desenvolvimento do Complexo Eólico da Paraíba também merece destaque. Com a conquista, em dezembro de 2017, de nove parques em leilão da Aneel, a Neoenergia avançou em 2018 na implantação de um dos mais importantes complexos de geração eólica do país, com 18 parques no total. Lançado em novembro, com a inauguração da iluminação do Forte de Cinco Pontas em Recife, o Instituto Neoenergia consolida o braço de atuação social do grupo, reunindo todas as nossas iniciativas de apoio a projetos sociais, culturais e ambientais, sob a égide dos 17 Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS) da Organização das Nações Unidas (ONU).

Para coroar um ano promissor, a Neoenergia ficou em primeiro lugar no ranking Transparência em Relatórios Corporativos 2018, entre as maiores 100 empresas e os dez maiores bancos do Brasil, feito pela Transparência Internacional. A nota média das empresas foi de 5,7, em uma escala de 0 a 10. A Neoenergia, cumprindo 100% dos requisitos avaliados, recebeu a nota máxima. Esse prêmio nos enche de orgulho, pois consagra a transparência e a correção com que demonstramos, como agora, nossos resultados anuais a nossos acionistas e à sociedade em geral.

### 1. PERFIL CORPORATIVO E ORGANOGRAMA SOCIETÁRIO

A **Neoenergia S.A.** ("Neoenergia" ou "Grupo") é uma sociedade por ações de capital aberto, presente em 18 estados brasileiros, e atua como holding, com participação majoritária no capital de outras sociedades dedicadas às atividades de Distribuição, Transmissão, Geração e Comercialização de Energia Elétrica. Na atividade de **Distribuição**, a Neoenergia controla quatro Distribuidoras, sendo três na região Nordeste: COELBA, CELPE, e COSERN e, uma na região Sudeste, Elektro Redes. Com a atividade de **Geração**, possui capacidade instalada (entre ativos em operação e em implementação) de 4,6 GW, por meio da **Transmissão** 5.332,5 km de redes em operação e em construção e, na atividade de **Comercialização** contratou operações na ordem de 1.469 MWméd.

Em 31 de dezembro de 2018, a estrutura societária da Neoenergia era composta por 52,45% de participação da Iberdrola, 38,21% de participação da PREVI e 9,34% de participação do BB-Investimentos:

Em 2018, a Neoenergia adquiriu os lotes 1, 2, 3 e 14 no Leilão para Concessão de Serviço Público de Transmissão de Energia Elétrica nº 04/2018, que juntos compreendem 13 linhas de transmissão (3.001,3 km de extensão) e 09 subestações. Os empreendimentos estão localizados nos estados de Santa Catarina, Rio de Janeiro, Espírito Santo, Minas Gerais e Rio Grande do Sul.

O prazo para a construção das obras é de 60 meses contados da assinatura dos respectivos contratos, a ser efetivada conforme prazos previstos no edital. O CAPEX total previsto pelo regulador (Aneel) é da ordem de R\$ 6,1 bilhões e a Receita Anual Permitida (RAP) dos novos empreendimentos totaliza R\$ 501,2 milhões.

### 2. AMBIENTE MACROECONÔMICO

Em 2018, a economia brasileira foi marcada pelo baixo crescimento e por grandes incertezas geradas tanto por eventos internos quanto externos. Externamente, a guerra comercial entre EUA e China e o aumento da taxa de juros americana pelo FED desaceleram a economia mundial. Internamente, a greve dos caminhoneiros e as incertezas sobre as eleições frustraram as expectativas de crescimento.

Conforme dados do boletim Focus, a previsão de aumento do PIB brasileiro no início de 2018 estava na faixa de 2,7%. Em junho, após a greve, a expectativa de crescimento já havia reduzido para 1,5% e, sem mostrar sinais de recuperação, fechou o ano com uma expectativa de apenas 1,3% de crescimento em relação ao ano anterior.

O saldo da balança comercial foi positivo, apesar de um resultado agregado anual inferior ao de 2017. Foi registrado um superávit de, aproximadamente R\$ 58 bilhões, condizente com as previsões do Governo que esperava, no início de 2018, um superávit em torno de R\$ 50 bilhões. Esse saldo foi resultado de um aumento de 10,2% no nível de exportações e de 20,2% nas importações, em comparação a 2017.

O Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo – IPCA, um dos indicadores que medem o nível de inflação no Brasil, iniciou o ano com previsão de 3,93% para 2018 e se manteve estável, terminando o ano com uma expectativa de 3,69%, de acordo com o Boletim Focus do Banco Central do Brasil. No entanto, o preço dos combustíveis, em particular do diesel, manteve a tendência crescente iniciada em 2017. Segundo dados da Agência Nacional de Petróleo – ANP, o preço do diesel para revenda subiu 7,5% entre os meses de janeiro e maio de 2018. Tal aumento de preços foi um dos principais motivadores da greve dos caminhoneiros no final de maio, que impactou o desempenho econômico do terceiro trimestre.

O IBOVESPA, índice que reflete o comportamento do mercado de ações brasileiro, acumulou uma variação positiva de 15,03% em 2018. Apesar de apresentar oscilações, registrando um valor mínimo de 69.068,77 pontos em junho, seguiu um ritmo de alta e alcançou a máxima do ano, 91.242,22 pontos, no pregão de 03 de dezembro. O índice fechou o ano em 87.887,26 pontos.

As projeções para 2019 se mantêm constantes. O Banco Central divulgou em seu boletim uma previsão de crescimento do PIB na faixa de 2,50%. O Comitê de Política Monetária – COPOM publicou, em fevereiro deste ano, sua ata de reunião com as expectativas para os indicadores macroeconômicos. A taxa de Juros SELIC foi fixada em 6,5% para 2019 e a taxa de câmbio deve se manter estável, na faixa dos R\$3,70. Com este cenário, a projeção do COPOM é de que o IPCA situe-se em torno dos 3,9% em 2019.

No mercado de energia, dados da Empresa de Pesquisa Energética – EPE mostram aumento no consumo nacional de energia. No comparativo de 12 meses, divulgado em dezembro de 2018, o consumo total de energia cresceu 1,1%, com resultado positivo em todas as classes de consumo (residencial, industrial, comercial e outros), puxado, principalmente, pelo setor industrial e pelo setor residencial, com aumento no consumo de 1,3% e 1,2%, respectivamente.

### 3. AMBIENTE REGULATÓRIO

#### 3.1. Distribuidoras

##### 3.1.1. Nível de Contratação das Distribuidoras

Voltando em 2017, a situação de sobrecontratação 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 do ano com o intuito de mitigar a sobrecontratação das distribuidoras.

Em 10/07/2018 a ANEEL publicou a Resolução 824/2014, que regulamenta os critérios para processamento do Mecanismo de Venda de Excedentes de energia elétrica (MVE). Esta ação é fruto da Lei nº 13.360/2016 (alterou a Lei nº 9.074/1995), que permitiu que as distribuidoras vendessem ao mercado livre energia lastreada pelo excesso de contratação para atendimento à totalidade do mercado.

No dia 31 de outubro de 2018, foi publicado pela ANEEL o aviso de Audiência Pública nº 49/2018 que trata das regras de comercialização de energia elétrica para atendimento à Resolução Normativa nº 824/2018, referente ao MVE, cujo resultado foi disponibilizado através da Nota Técnica nº 191/2018 – SEM/ANEEL de 23 de novembro de 2018. No dia 04 de dezembro de 2018 as regras foram regulamentadas pela ANEEL através da Resolução Normativa nº 833/2018, sendo alterados os cadernos das Regras de Comercialização.

A primeira declaração no MVE, referente ao produto de três meses, ocorreu no dia 26 de dezembro de 2018, as distribuidoras do Grupo Neoenergia não participaram. Conforme calendário da CCEE, as declarações ocorreram dia 14 de janeiro de 2019 e 21 de janeiro de 2019, respectivamente produto de 11 meses e 5 meses. Dentre as distribuidoras do Grupo Neoenergia apenas a Elektro participou vendendo sobras de energia neste mecanismo, logrando 100% de êxito na venda.

A ANEEL também decidiu manter, conforme regras vigentes, o MCSD-EN (Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova) que já estava programado para ocorrer em julho/2018. Além disso, a agência revogou o Despacho nº 4.008/2017 que suspendia os acordos bilaterais, mantendo a Resolução Normativa nº 711/2016 (que definiu as regras para os acordos bilaterais entre distribuidoras e geradores) com algumas alterações.

As distribuidoras COELBA, ELEKTRO, CELPE e COSERN encerraram o ano de 2018 com uma sobrecontratação de 3,16%, 3,10%, 2,27% e 2,74% que representam, respectivamente 73,69 MW médios, 45,9MW médios, 36,5 MWmédios e 16,96 MW médios de sobra contratual. Esses excedentes são liquidados no âmbito da CCEE ao valor de PLD do respectivo período. 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.

#### 3.2. Geração

Embora a hidrologia tenha apresentado pequena melhora em relação à 2017, com conseqüente leve queda do PLD, o risco hidrológico continuou elevado em 2018, especialmente entre maio e dezembro. Com exceção de Itapebi, que não possui mais contratos no ambiente regulado, todas as usinas hidráulicas em operação comercial do Grupo já detinham algum tipo de acordo de repactuação do risco hidrológico. Esses acordos protegeram as usinas do risco hidrológico, até o limite contratado, nas parcelas de energia negociadas no ambiente regulado.

Em 5 de junho de 2018 foi publicada a Resolução Normativa nº 817, que estabelece critérios de tratamento do Excedente Financeiro e das Exposições Financeiras na contabilização de energia elétrica no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE.

Anteriormente, quando ocorria o Excedente Financeiro o mesmo era utilizado para abatimento de (i) Exposições Financeiras e (ii) Encargos, de forma intercalada, dos últimos 12 meses. Com a nova regra, as Exposições Financeiras passam a ser rateadas pelas usinas participantes do Mecanismo de Realocação de Energia ("MRE").

Sendo assim, a nova Resolução passa a criar um saldo com o montante utilizado para alívio dos Encargos futuros. Na prática, é como se os consumidores que foram beneficiados com o abatimento dos Encargos “devolvessem” o valor recebido no caso de alguma insuficiência futura. Em 10 de julho de 2018 foi publicada a Resolução ANEEL nº 824, regulamentando o mecanismo de venda de excedentes pelas distribuidoras. Esta resolução também alterou algumas regras do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCSD e dos Acordos Bilaterais. A principal alteração é que geradores em operação comercial não podem mais participar desses mecanismos.

Em 19 de julho de 2018 foi publicada a Resolução Normativa nº 822/2018, regulamentando o despacho complementar para manutenção da reserva de potência operativa, com vistas a preservar a reserva de potência operativa nas unidades geradoras hidráulicas participantes do controle automático de geração. Termelétricas interessadas em participar desse mecanismo devem assinar o Contrato de Prestação de Serviços Ancilares (CPSA). O limite de preço é de 130% do Custo Variável Unitário ("CVU") vigente. Os pagamentos desses serviços serão realizados por meio de Encargo de Serviço de Sistema (ESS).

A Neoenergia está avaliando a possibilidade da participação de Termopernambuco neste processo. Em outubro foi aberta pelo Ministério de Minas e Energia a Consulta Pública nº 61, estabelecendo diretrizes para um Leilão de Potência associada à energia de reserva. Os principais pontos abordados nessa consulta foram:

- Contratação de energia de forma regionalizada;
- Contratos de potência associada à energia de reserva específico para usinas termelétricas à gás natural.

Para geração eólica, com relação à operação do Sistema Interligado Nacional ("SIN"), deve-se ressaltar que foi observado aumento significativo da geração de energia oriunda desta fonte, responsável pelo atendimento de aproximadamente 9% da demanda de energia no Brasil. Sobre a capacidade instalada, foi atingido o valor de 14,2 MWh no ano de 2018, o que representa um crescimento de 15% quando comparado ao final de 2017. Com o montante atual, a energia eólica já representa 8,74% da matriz de capacidade instalada, o que mostra a gradativa inserção dessa fonte em nossa matriz energética.

Segundo dados do Operador Nacional do Sistema ("ONS"), no dia 13 de setembro de 2018, a geração de energia eólica verificada no Subsistema Nordeste foi responsável por mais um recorde, atingindo 8.665 MWmédios, com um fator de capacidade de 86%. A quantidade de energia gerada pelos ventos foi de 26,76% superior na comparação ao recorde de 14 de setembro de 2017, quando o total gerado foi de 6.346 MWmédios. Dando seqüência aos destaques de 2018, há dois Projetos de Lei, um no Senado (PLS 232/2016) e outro na Câmara dos Deputados (PL 1.917/2015), que tratam da modernização do setor. Ambos os projetos tratam de temas discutidos em 2017, no âmbito da Consulta Pública nº 33, tais como abertura do mercado e separação entre lastro e energia.

Por fim, o ano de 2018 terminou sem solução, por órgãos do Poder Judiciário, para a questão do risco hidrológico. Embora duas decisões judiciais tenham sido revogadas, os valores referentes ao período anterior a fevereiro de 2018 ainda estão pendentes, o que representa aproximadamente R\$ 7 bilhões.

#### 3.3. Transmissão

Para o segmento de Transmissão, destacamos as Resoluções Normativas nº 815 ("REN nº 815") e nº 816 ("REN nº 816"), ambas passaram a vigorar em 22 de maio de 2018, além da Resolução Normativa nº 841 ("REN nº 841") de 18 de dezembro de 2018.

A REN nº 815 regulamenta os pagamentos referentes aos custos incorridos por concessionárias de serviço público de transmissão, que apresentam atividades de análise de projeto e comissionamento de instalações.

A REN nº 816 aprova as revisões dos Submódulos 9.1 e 9.2 dos Procedimentos de Regulação Tarifária (PRORET), ambos referentes à definição dos critérios e aos procedimentos a serem utilizados no processo de revisão periódica das receitas anuais permitidas ("RAP") das instalações de transmissão de energia elétrica. As principais alterações regulamentares referem-se, em especial, às regras para apuração da Base de Remuneração Regulatória – BRR e Outras Receitas. Estabelece, ainda, a regra provisória para as concessionárias de transmissão que tiveram seus contratos de concessão prorrogados nos termos da Lei nº 12.783/2013 e cuja data-base do processo tarifário é 1º de julho de 2018 e define que

as diferenças serão apuradas quando da realização do processo definitivo e compensadas em parcelas iguais até a próxima revisão tarifária. A Resolução Normativa nº 841, de 18 de dezembro de 2018, estabelece critérios e condições para entrada em operação comercial de funções de transmissão sob a responsabilidade de Transmissoras a serem integradas ao SIN. Dentre as principais modificações trazidas pelo novo regulamento destacam-se a criação do Termo de Liberação da Receita ("TLR"). Este documento dá o direito ao recebimento de parcela da RAP das Funções de Transmissão ou Grupo de Funções de Transmissão discriminados (quando houver Pendências Impeditivas de Terceiros ou Pendências Impeditivas de Caráter Sistemico e não houver Pendências Impeditivas Próprias), além da criação do comando regulatório que estabelece que a Transmissora passará a receber 80% (oitenta por cento) da parcela de RAP por FT ou Grupo de FT quando as Pendências Não Impeditivas Próprias não forem solucionadas em até 12 (doze) meses após o início da Operação Comercial com Pendências.

#### 3.4. Tarifas

Dois parâmetros importantes que interferem nas Revisões Tarifárias Periódicas das Distribuidoras foram revisados no início de 2018.

Um desses parâmetros é o Custo Médio Ponderado de Capital – WACC. Em março foi publicada a Resolução Normativa nº 807/2018 na qual a ANEEL decidiu prorrogar a vigência do WACC atual de 8,09% até 31/12/2019; e antecipar a revisão metodológica do cálculo do WACC, a ser definida em 2019 e que terão efeito a partir de janeiro de 2020.

O segundo parâmetro é a definição dos Custos Operacionais Regulatórios que foi discutido por meio da audiência pública nº 52/2017 encerrada em janeiro de 2018. Como resultado a ANEEL acatou o pleito de diversos agentes no sentido de reconhecimento tarifário dos custos de desativação e alienação de ativos.

#### 3.4.1 COELBA e COSERN

Em 17 de abril de 2018, a ANEEL aprovou, em reunião pública, as novas tarifas da 4ª Revisão Tarifária Periódica ("RTP 2018"), que entraram em vigor a partir de 22 de abril de 2018, com vigência até 21 de abril de 2019 para Coelba e para Cosern. O efeito médio percebido pelos consumidores cativos em relação à tarifa atualmente praticada foi um aumento de 16,95% para os clientes da COELBA e 15,61% para os clientes da Cosern.

#### 3.4.2 CELPE

Atualmente vigoram os valores homologados no reajuste tarifário de 2018 da Celpe na qual, por meio da Resolução Homologatória nº 2.388/2018, foram homologadas novas tarifas cujo efeito tarifário médio percebido pelos consumidores foi de 8,89%. As tarifas entraram em vigor a partir do dia 29 de abril de 2018 com vigência até 28 de abril de 2019, quando a ANEEL irá publicar o novo reajuste tarifário anual da distribuidora.

#### 3.4.3 ELEKTRO

Atualmente vigoram os valores homologados no reajuste tarifário de 2018 da Elektro no qual, por meio da Resolução Homologatória ANEEL nº 2.347/2018, foram homologadas novas tarifas cujo efeito tarifário médio percebido pelos consumidores na época foi de efeito tarifário médio percebido pelos consumidores de 24,42%. As tarifas entraram em vigor a partir do dia 27 de agosto de 2018 com vigência até 26 de agosto de 2019, quando a ANEEL irá publicar o novo reajuste tarifário anual da distribuidora.

## 4. ÁREAS DE NEGÓCIOS

### 4.1 Redes

#### 4.1.1 Distribuição

O Grupo Neoenergia atua no segmento de distribuição por meio das suas controladas Coelba no Estado da Bahia, a Celpe no Estado de Pernambuco e na Paraíba, a Cosern no Estado do Rio Grande do Norte e Elektro nos Estados de São Paulo e Mato Grosso do Sul.

##### 4.1.1.1 Número de Consumidores Ativos

Em 2018, a Neoenergia, por meio das quatro distribuidoras do Grupo, alcançou o patamar de 13,8 milhões de consumidores ativos, registrando um crescimento de 1,63%, o que representa 221.093 novos clientes.

Entre os consumidores, em 2018 a Companhia possuía 2.355.899 cadastrados com a tarifa subsidiada. Se desconsiderarmos a incorporação da Elektro, houve uma redução de 1,98% no número de clientes baixa renda se comparados ao mesmo período de 2017. Se consolidados os clientes baixa renda da Elektro, percebe-se aumento de 1,37%.

##### 4.1.1.2. Evolução do Mercado

A energia distribuída pelas Distribuidoras da Neoenergia (mercado livre + cativo) no ano completo de 2018 foi de 56.544GWh, alta de 27,72% na comparação com 2017 ao considerar a incorporação da Elektro. Desconsiderando a variação da Elektro Redes entre os anos analisados, a energia distribuída pelo Grupo apresentaria aumento de 2,13%.

Dos 56.544 GWh distribuídos em 2018, 42.939 GWh foram destinados ao mercado cativo e outros 13.605 GWh foram para o mercado livre. Individualmente, nas quatro distribuidoras a classe residencial possui maior participação e manteve-se praticamente estável em termos de consumo, desconsiderando o efeito da incorporação, em relação ao ano de 2017.

O Mercado Livre registrou, em 2018, um crescimento de 52,02% quando comparado ao ano anterior, considerando a incorporação da Elektro. Desconsiderado a incorporação da Elektro Redes, o crescimento foi de 6,13%. Esse resultado reflete migração de clientes cativos para o mercado livre, principalmente, das classes industrial e comercial, observado em todas as distribuidoras do grupo entre os períodos comparados. Os valores de energia distribuída por tipo de cliente Cliente são mostrados na tabela abaixo:

FATURAMENTO DE ENERGIA POR CLASSE	2018		2017		Variação (%) 2018 / 2017	
	R\$ Mil	GWh	R\$ Mil	GWh	Receita	Volume
Residencial	12.717.584	18.710	9.356.637	15.295	35,92%	22,32%
Industrial	2.684.908	4.581	1.908.304	3.725	40,70%	23,00%
Comercial	6.347.662	8.964	4.769.543	7.417	33,09%	20,85%
Rural	1.567.637	4.110	1.137.745	3.487	37,78%	17,84%
Poder Público	1.243.932	1.976	981.403	1.734	26,75%	13,93%
Iluminação Pública	866.586	2.374	626.369	1.934	38,35%	22,74%
Serviço Público	952.418	2.183	630.244	1.691	51,12%	29,12%
Fornecimento Não Faturado	112.494	-	43.704	-	157,40%	-
<b>Mercado Cativo (A)</b>	<b>26.493.221</b>	<b>42.897</b>	<b>19.453.948</b>	<b>35.284</b>	<b>36,18%</b>	<b>21,58%</b>
Subvenção à tarifa social baixa renda (B)	1.773.830	-	1.298.776	-	36,58%	0,00%
Consumo próprio (C)	-	42	-	39	0,00%	7,63%
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor cativo	(12.034.533)	-	(9.132.453)	35.322	31,78%	-100,00%
Suprimento	2.627.546	-	2.294.033	-	14,54%	0,00%
<b>Fornecimento de Energia Total</b>	<b>18.860.064</b>	<b>42.939</b>	<b>13.914.304</b>	<b>35.322</b>	<b>35,54%</b>	<b>21,57%</b>
<b>Receita de Uso da Rede - Mercado Livre (D)</b>	<b>1.420.870</b>	<b>13.605</b>	<b>831.706</b>	<b>8.949</b>	<b>70,84%</b>	<b>52,02%</b>
<b>Fornecimento Total = (A) + (B) + (C) + (D)</b>	<b>20.280.934</b>	<b>56.544</b>	<b>14.746.010</b>	<b>44.271</b>	<b>37,54%</b>	<b>27,72%</b>

##### 4.1.1.3. 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 as falhas ocorridas na rede de distribuição de energia elétrica. O cálculo desses índices considera a média móvel dos últimos 12 meses. Para as distribuidoras do Grupo Neoenergia, em relação a DEC, todas registraram índices menores que os limites regulatórios definidos pela ANEEL: a Coelba apresentou DEC de 14,44h com limite regulatório de 14,50h; a Celpe apresentou DEC de 12,45h com limite regulatório de 13,83h; a COSERN apresentou índice de 11,16h para um limite regulatório de 12,89h; e a Elektro apresentou um DEC de 7,49h para um limite regulatório de 8,39h.

Também em termos dos indicadores de FEC, todas as distribuidoras do Grupo estão enquadradas dentro dos limites regulatórios. Coelba apresentou um FEC de 6,44x contra um limite regulatório de 8,42x; para Celpe, um FEC de 5,97x contra um limite de 9,34x; Cosern apresentou FEC de 5,27x, contra 8,68x de limite regulatório e Elektro com 4,37x para um limite regulatório de 6,50x. Coelba, Cosern e Celpe apresentaram significativa redução dos indicadores FEC comparativamente com 2017.

Com relação ao ano anterior, as Distribuidoras do Grupo apresentaram evolução bastante favorável, notadamente COELBA e CELPE que lograram reduzir 5,23 horas e 4,54 horas, respectivamente, no indicador de Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor. Para essas duas distribuidoras, o ano foi marcado por ações intensivas de gestão e de investimentos, com foco na busca de melhoria dos indicadores de qualidade. Como resultado, ambas conseguiram enquadrar o DEC no limite regulatório definido pela ANEEL.

##### 4.1.1.4 Perdas

As perdas globais (ou totais) de energia correspondem às perdas técnicas, que é o 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. No total de perdas, apenas a Cosern está abaixo do limite regulatório definido pela ANEEL. A Coelba apresentou total de perdas de 14,75% para um limite regulatório de 14,32%; na Celpe, o total foi de 17,33%, para um limite de 16,11%; a Elektro tem um total de perdas de 8,36% contra um limite regulatório de 6,57%. A Cosern apresentou total de perdas de 9,98% para um limite regulatório de 10,70%.

O resultado da recuperação de energia em 2018 foi recorde histórico da empresa, reflexo do incremento de ações de combate às perdas e de recuperação de energia em relação à 2017. O grupo continua realizando ações de otimização de perdas globais nas distribuidoras para atingimento dos níveis regulatórios.

##### 4.1.1.5. Arrecadação

O índice de arrecadação é um indicador impactado diretamente pela capacidade de pagamento dos clientes, com desempenho acumulado dos últimos 12 meses, medido no final de dezembro de 2018. Em 2018, o índice de arrecadação das distribuidoras foi de 97,02% na Coelba, 97,23% na Celpe, 99,04% na Cosern e 97,46% na Elektro, impactados principalmente pela Revisão Tarifária de Cosern, que foi de 15,61% e da Coelba 16,95% para os clientes da Coelba; Reajustes tarifários anuais de 2018 de Celpe e Elektro Redes, com efeito médio percebido pelos consumidores de 8,89% e 24,42%, respectivamente.

#### 4.1.2 Transmissão

A Neoenergia atua no segmento de transmissão, que compreende a operação e manutenção de linhas de transmissão e de subestações em tensão igual ou superior a 230 kV e que, portanto, fazem parte do SIN – Sistema Interligado Nacional. A remuneração destes ativos se dá por meio de Receitas Anuais Permitidas - RAP resultante dos Leilões de Transmissão (projetos *greenfield*) e/ou de resoluções autorizativas (reforços em instalações existentes) arrecadadas junto aos os usuários do sistema, tanto geração como carga.

Atualmente encontram-se em operação três concessionárias: Afluente T, Naranidiba e Potiguar Sul. Elas somam 679 km de linhas de transmissão e 11 subestações, localizadas nos estados da Bahia, Paraíba e Rio Grande do Norte.

No Leilão de Transmissão realizado pela ANEEL em abril de 2017, a Elektro Holding (posteriormente incorporada pela Neoenergia) arrematou 4 lotes, que somam 578 km de novas linhas de transmissão e 10 subestações, sendo uma própria e nove compartilhadas, localizadas nos estados de Mato Grosso do Sul, São Paulo, Santa Catarina e Ceará. Ainda em 2017, a Neoenergia sagrou-se novamente vencedora no Leilão de Dezembro (n. 002/2017 –ANEEL), adjudicando-se de duas novas concessões - Lotes 4 e 6 - que, juntos, compreendem 1.074 km de linhas e 6 subestações, sendo uma própria e cinco compartilhadas, localizadas nos Estados do Tocantins, Piauí, Bahia, Ceará e Paraíba. Em dezembro de 2018, no Leilão n. 004/2018-ANEEL, em mais uma participação exitosa, o grupo conquistou 4 novos lotes (1, 2, 3 e 14), que correspondem a 3.001 km de futuros circuitos, 5 novas subestações e 16 ampliações.

Em 31 de dezembro de 2018, o Grupo detinha um portfólio de 5.332,5 km de linhas de transmissão e 16 subestações, entre ativos em operação e em implantação.

#### 4.2. Liberalizados

##### 4.2.1. Usinas Termelétricas

O Grupo Neoenergia atuou em 2018 no segmento de geração, considerados Liberalizados, por meio de 2 termelétricas. Somando os negócios liberalizados em operação do grupo, possuímos uma capacidade instalada de 536,8MW considerando a planta convencional de geração de ciclo combinado de energia a gás (Termopernambuco), com 532,76 MW, e a termelétrica a diesel (da Celpe) em Fernando de Noronha, com 4,08 MW.

##### 4.2.2. Comercialização

Em 2018

## 5. ANÁLISE DO DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO

DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS (em R\$ mil)	2018	2017	2018 x 2017	
			R\$	%
Receita Bruta	37.815.596	29.548.869	8.266.727	27,98%
(-) Deduções da Receita Bruta	(11.861.937)	(9.040.799)	(2.821.138)	31,20%
Impostos	(9.466.025)	(7.275.165)	(2.190.860)	30,11%
Encargos Setoriais	(2.395.912)	(1.765.634)	(630.278)	35,70%
<b>Receita Operacional Líquida</b>	<b>25.953.659</b>	<b>20.508.070</b>	<b>5.445.589</b>	<b>26,55%</b>
(-) Receita de construção	3.544.072	2.568.591	975.481	37,98%
(-) Outras receitas	774.601	652.715	121.886	18,67%
<b>Receita Operacional Líquida (s/Rec. Construção e Outras Receitas)</b>	<b>21.634.986</b>	<b>17.286.764</b>	<b>4.348.222</b>	<b>25,15%</b>
Valor justo ativo indenizável da concessão	428.620	297.705	130.915	43,97%
Valores a Receber da parcela A e Outros Itens Financeiros	124.048	1.035.668	(911.620)	(88,02%)
Custos de Bens Não Gerenciáveis	(14.299.492)	(11.550.775)	(2.748.717)	23,80%
Energia comprada para revenda	(11.785.796)	(10.247.823)	(1.537.973)	15,01%
Encargos de Uso do Sistema de Distribuição e Transmissão	(2.147.545)	(871.794)	(1.275.751)	146,34%
Combustível para produção de energia	(366.151)	(431.158)	65.007	(15,08%)
<b>Margem Bruta</b>	<b>7.794.588</b>	<b>6.033.694</b>	<b>1.760.894</b>	<b>29,18%</b>
Custos e Despesas Gerenciáveis	(3.644.756)	(3.201.334)	(443.422)	13,85%
Resultado da Equivalência Patrimonial	(120.741)	(205.081)	84.340	(41,13%)
Equivalência patrimonial	56.320	(92.696)	149.016	(160,76%)
Amortização de mais-valia	(177.061)	(112.385)	(64.676)	57,55%
<b>EBITDA</b>	<b>4.552.133</b>	<b>3.094.674</b>	<b>1.457.459</b>	<b>47,10%</b>
Amortização / Depreciação	(1.105.186)	(858.503)	(246.683)	28,73%
Resultado Financeiro	(1.168.966)	(1.394.264)	225.298	(16,16%)
<b>Lucro antes dos impostos</b>	<b>2.100.920</b>	<b>729.521</b>	<b>1.371.399</b>	<b>187,99%</b>
IR e CSLL	(506.969)	(277.992)	(228.977)	82,37%
<b>Lucro (Prejuízo) do Período</b>	<b>1.593.951</b>	<b>451.529</b>	<b>1.142.422</b>	<b>253,01%</b>
<b>Lucro Líquido Consolidado</b>	<b>1.536.330</b>	<b>406.088</b>	<b>1.130.242</b>	<b>278,32%</b>
<b>Lucro atribuído aos Acionistas Minoritários</b>	<b>57.621</b>	<b>45.441</b>	<b>12.180</b>	<b>26,80%</b>

### 5.1 Receita Operacional

A Neoenergia apresentou, em 2018, Receita Bruta de R\$ 37.815.596 mil, representando aumento de 27,98% em relação ao valor de R\$ 29.548.869 mil em 2017.

As distribuidoras – Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes – que integram o segmento Redes, participaram com 91,6% do total da Receita Bruta da Neoenergia em 2018, atingindo a cifra de R\$ 34.638.458 mil. O desempenho deste segmento reflete principalmente: (i) a contribuição de 12 meses da receita de Elektro Redes, já que em 2017 os resultados passaram a ser consolidados somente após a incorporação em 24 de agosto daquele ano; (ii) o efeito positivo das revisões tarifárias de Cosern e Coelba, com efeito médio percebido pelo consumidor de 15,61% e 16,95%, respectivamente, aplicados a partir de 22 de abril de 2018; e (iii) o acréscimo nas tarifas de Celpe e Elektro Redes em função dos reajustes tarifários anuais de 2018, com efeito médio percebido pelos consumidores de 8,89% e 24,42%, respectivamente. Desta forma, a evolução das receitas operacionais brutas das distribuidoras em 2018 em relação a 2017 foi de: (i) 12,73% (R\$ 1.497.838 mil) na Coelba; (ii) 9,47% (R\$ 300.931 mil) na Cosern; (iii) 6,30% (R\$ 500.536 mil) na Celpe; e (iv) 10,24% (R\$ 878.084 mil) na Elektro Redes. Entretanto, conforme mencionado no início deste parágrafo, os resultados da Elektro somente passaram a ser consolidados na Neoenergia em agosto de 2017 e, portanto, o efeito contábil dos resultados desta distribuidora corresponde a R\$ 5.768.878 mil na comparação de 2018 com o ano anterior.

A Receita de Fornecimento Faturado no Mercado Cativo (Fornecimento de Energia Total) de 2018 somou R\$ 18.860.064 mil, montante 35,54% acima do faturado em 2017. Contribuíram para esta variação o maior volume de energia, a subvenção à tarifa social baixa renda e o fornecimento não faturado. A receita de fornecimento não faturado contempla eventuais descasamentos de calendário de faturamento, que também ocorrem quando há transferência de unidades consumidoras do mercado cativo para o mercado livre e ao longo de 2018 esta movimentação foi frequente. Se desconsiderarmos o fornecimento não faturado, a variação dos consumidores cativos no ano é de R\$ 6.970.482 mil. O aumento da Tarifa Social Baixa Renda (subvenção), por sua vez, foi impactado principalmente pelos efeitos da incorporação da Elektro Redes em agosto de 2017 e pelos efeitos positivos das revisões tarifárias de 2018.

A Receita de Uso da Rede no mercado cativo cresceu 31,78% no ano. O maior volume de energia distribuída e o impacto positivo das revisões e reajustes tarifários das distribuidoras do Grupo explicam as variações positivas no comparativo entre os anos de 2018 e 2017.

Em 2018, a energia distribuída no mercado cativo totalizou 42.939 GWh (considerando o consumo próprio 42 GWh), volume 21,57% superior ao distribuído em 2017, que além do crescimento orgânico das distribuidoras reflete a contribuição de um ano completo da Elektro Redes. O mercado livre totalizou 13.605 GWh em 2018, volume 52,02% maior que o volume entregue em 2017. Vale lembrar que a contribuição de um ano completo da Elektro Redes (6.247 GWh) explica grande parte do crescimento em relação a 2017.

A energia distribuída (cativo + livre) totalizou em 2018 o volume de 56.544 GWh (considerando o consumo próprio de 42 GWh), um acréscimo de 29,65% comparativamente ao período de 2017, influenciado, principalmente, pela carga da Elektro Redes em um ano completo (17.112 GWh). Vale ressaltar que a conjuntura econômica, cuja melhora na recuperação foi evidenciada pela evolução dos índices de confiança do consumidor e do empresário industrial ao longo do ano, influenciou positivamente no aumento do volume distribuído para o mercado de concessão (cativo + livre), fato evidenciado pelo crescimento de carga de grandes clientes industriais.

A Neoenergia apresentou variação negativa de R\$ 911.620 mil ou 88,02% nos "Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros" entre 2018 e 2017 principalmente em razão dos saldos de CVA homologados pela ANEL nas revisões e reajustes tarifários do período. Cabe destacar que tal variação não impacta a Receita Operacional Líquida visto que possui contrapartida no faturamento da Companhia.

A Receita de Construção apresentou aumento de R\$ 975.481 mil em relação a 2017, com contrapartida de Custos no valor de R\$ 945.007 mil. Essa margem positiva é consequência da alteração de critérios contábeis suportada pelo CPC47/IFRS15, que a partir de 1º de janeiro de 2018, requer a mensuração de ativos da concessão de transmissoras como ativos contratuais. Em decorrência dessa alteração, entende-se que o modelo de negócios da transmissão ensaja a aferição de uma margem durante o período de construção dos ativos de transmissão, devidamente refletida no valor da Receita de Construção da Infraestrutura da concessão de 2018 das transmissoras. Para as distribuidoras, seguimos considerando que não há margem na construção dos ativos.

### 5.2 Deduções da Receita Bruta

As Deduções da Receita Bruta registraram um aumento de R\$ 2.821.138 mil comparativamente a 2017.

No acumulado de 2018, a rubrica de impostos incidentes sobre a receita apresentou aumento de 30,11%, refletindo o maior volume faturado em 2018 quando comparado a 2017.

Os custos com encargos setoriais apresentaram, em 2018, o aumento de 35,7% que refletem principalmente os efeitos dos ajustes e revisões tarifárias das distribuidoras na Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Tal aumento foi parcialmente compensado:

(i) Pelo efeito registrado em Pesquisa e Desenvolvimento – P&D do ressarcimento homologado pela Anel, no reajuste tarifário da Elektro Redes de agosto de 2018, do repasse ao consumidor de uma devolução de cobrança excedente de ICMS, instituída pela Lei nº 12.111/2009, o mesmo havia sido repassado às tarifas de energia elétrica, e recolhido ao Tesouro Nacional, no período de janeiro de 2010 a dezembro de 2012; e (ii) pelo efeito registrado na linha de Encargos do Consumidor – CCRBT (Conta Centralizadora de Receita de Bandeiras Tarifárias), que reflete a mudança de metodologia realizada pela ANEL em 2018, na qual as distribuidoras passam a utilizar os recursos de bandeiras para cobrir os custos da concessão e repassam apenas o excedente para a CCRBT.

A Neoenergia encerrou o ano de 2018 com Receita Operacional Líquida de R\$ 25.953.659 mil, aumento de 26,55% (R\$ 5.445.589 mil) em relação ao mesmo período o do ano anterior.

### 5.3 Custos e Despesas Operacionais

Os Custos e Despesas Operacionais da Neoenergia somaram, em 2018, R\$ 22.563.032 mil montante, 24,11% acima do registrado em 2017, explicados essencialmente pela consolidação de 12 meses dos custos da Elektro, uma vez que em 2017 os resultados refletem apenas os custos a partir de 24 de agosto de 2017, quando ocorreu a incorporação do ativo. Além disso, três das quatro distribuidoras do grupo apresentaram aumento dos custos não-gerenciáveis em especial nos Encargos de Usos do Sistema de Distribuição e Transmissão em 2018. Este incremento é explicado: (i) pelos Encargos de Rede Básica que aumentaram R\$ 958.739 mil em função dos reajustes e revisões tarifárias das distribuidoras do Grupo; e (ii) pelos Encargos de Energia de Reserva cujo aumento de R\$ 247.774 mil reflete o reajuste da Conta de Energia de Reserva (CONER).

Esse aumento, que configura um pagamento das distribuidoras à CONER, atua como um incremento dos encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição. A variação dos custos não-gerenciáveis das distribuidoras foi de 10,49% (R\$ 445.398 mil) na Coelba, de 7,18% (R\$ 226.470 mil) na Celpe, de 4,89% (R\$ 188.408 mil) na Elektro Redes e de 4,36% (R\$ 54.005 mil) na Cosern.

Os custos da energia elétrica comprada para revenda no mercado de curto prazo cresceram 15,01% em 2018 quando comparados aos montantes registrados no ano de 2017, principalmente explicado por: (i) adição de R\$ 1.482.792 mil nos custos de energia adquirida através de leilão no ambiente regulado (ACR); (ii) custos de contratos por cotas de garantias físicas maiores em R\$ 444.784 mil; e (iii) de R\$ 508.693 mil de aumento nos custos de energia adquirida em ambiente livre (ACL) em relação ao mesmo período de 2017. Em contrapartida, tais aumentos foram parcialmente compensados pela redução: (i) de R\$ 344.746 mil no custo com energia de curto prazo – PLD; e (ii) de R\$ 689 mil com taxas pagas à CCEE; bem como (iii) pelo efeito positivo (reductor de custos) do maior crédito de PIS e COFINS - aumento de R\$ 290.579 mil – cujo incremento é diretamente relacionado ao aumento dos custos com aquisição de energia no mesmo período.

Vale ressaltar que, de acordo com as normas tarifárias vigentes, quaisquer variações nos custos não-gerenciáveis têm garantia de repasse tarifário, garantindo o equilíbrio econômico-financeiro das distribuidoras, ainda que temporariamente afetem o fluxo de caixa da Companhia. Os custos e despesas gerenciáveis registrados em 2018 (R\$ 3.644.756 mil) apresentaram aumento de 13,85% quando comparados a 2017, principalmente em função de: (i) maiores gastos (R\$ 158.857 mil) com pessoal, basicamente refletindo um ano cheio de resultado da Elektro redes no resultado de 2018, sem considerar a Elektro Redes a variação dessa linha seria de R\$ 28.622 mil; (ii) maiores gastos com serviços de terceiros, no valor de R\$ 84.172 refletindo na contratação de serviço de engenharia por itapebi; e (iii) Provisões Líquidas – PLD maiores em R\$ 76.718 mil na comparação com 2017, refletindo uma reversão que havia sido registrada em 2017 referente ao Mercado Atacadista de Energia (MAE), tal reversão ocorreu em função de uma reavaliação dos riscos de não recebimento.

A Energia de Reserva é contratada em leilões regulados, mas liquidada no Mercado de Curto Prazo - MCP, pelo valor do Preço de Liquidação das Diferenças - PLD vigente. Quando o preço de venda das usinas contratadas nessa modalidade é maior que o PLD, é necessário o recolhimento de encargo para custear essa geração. Mas, se o PLD fica acima do preço da energia de reserva, a operação gera superávit, que é acumulado na CONER e repassado aos consumidores (distribuidoras, consumidores livres e especiais e outros agentes com perfil de consumo). Fonte: <https://www.ccee.org.br/>

### 5.4 EBITDA

No ano de 2018, a Neoenergia consolidou EBITDA de R\$ 4.552.133 mil, acréscimo de 47,10% em relação ao registrado em 2017. Na composição do EBITDA anual, o segmento de Redes representou 82,05% (R\$ 3.734.840 mil), o segmento geração de energia Renovável e Holding representaram em conjunto 9,25% (R\$ 421.036 mil) e liberalizados 8,70% (R\$ 396.257 mil).

### 5.5 Resultado Financeiro

No ano de 2018, a Neoenergia apresentou despesa financeira líquida de R\$ 1.168.966 mil, montante 16,16% melhor que a despesa financeira líquida (resultado financeiro) de 2017.

Esta redução se deve principalmente à redução a Selic e do custo médio da dívida do Grupo em CDI, tendo em vista que o CDI é o principal indexador da dívida da Companhia e suas subsidiárias.

### 5.6 Endividamento

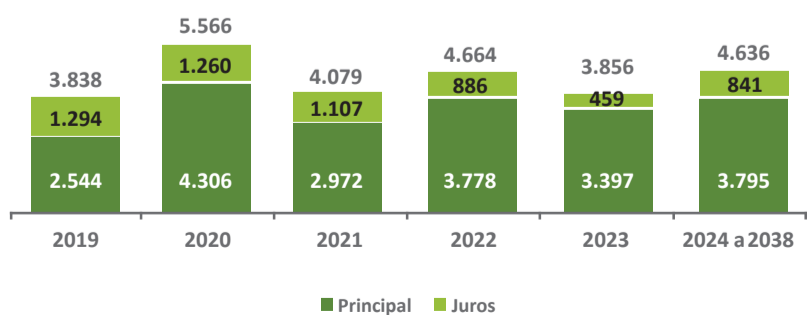
Em dezembro de 2018, a dívida bruta consolidada da Neoenergia, incluindo empréstimos, debêntures e instrumentos financeiros, foi de R\$ 19.930.134 mil (dívida líquida R\$ 15.865.138 mil), apresentando um crescimento de 13% em relação a dezembro de 2017. O valor total da dívida da Neoenergia em dezembro de 2018, contava com 86,2% da dívida contabilizada no longo prazo e 13,8% no curto prazo.

Devido à incorporação da Elektro Holding S.A. pela Companhia, em 24 de Agosto de 2017, após a consolidação contábil, nos termos do Pronunciamento Técnico CPC 36 – Demonstrações Consolidadas, a Companhia reconheceu, no momento da incorporação, o saldo de todas as linhas de balanço, incluindo, mas não se limitando, a dívida total. Entretanto, o resultado da Companhia combinado com o da Elektro passou a ser consolidado apenas a partir da data da incorporação. O em decorrência desse critério contábil assimétrico entre as linhas de balanço e resultado, há o descasamento temporal na consolidação, o que afeta de maneira desproporcional a apuração do EBITDA e do Resultado Financeiro, acarretando o descumprimento de obrigações, por parte da Companhia, de manutenção de indicadores calculados com base no EBITDA e no Resultado Financeiro, previstos originalmente nos contratos financeiros.

Nesse sentido, para os números de 2017, todos os contratos que preveem apuração de índices financeiros com base nas demonstrações financeiras consolidada da Neoenergia S.A. obtiveram anuência para deixar de apurar os referidos índices por 12 meses, ou foram adotados ou ainda obtiveram anuência prévia para alteração da metodologia de cálculo destes índices financeiros para prever a inclusão do resultado dos últimos 12 meses das companhias que foram ou venham a ser controladas em virtude de processos de incorporação (cálculo pró-forma). Dessa forma, o valor pró-forma da Dívida total líquida/EBITDA em dezembro de 2017 foi de 3,69.

Para 2018, considerando que os números consolidados pós incorporação já alcançaram o ano inteiro, não é necessário o cálculo pró-forma, sendo o valor da Dívida total líquida/EBITDA em Dezembro de 2018 de 3,49.

O gráfico abaixo apresenta o cronograma de vencimentos de principal e juros da dívida (em reais milhões), utilizando as curvas *forward* de mercado para os indexadores e moedas atrelados ao endividamento da Companhia vigente em 31 de dezembro de 2018. Sendo assim, as informações apresentadas abaixo diferem das do cronograma de vencimentos apresentado nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2018, que considera os índices e moedas realizados no encerramento do período e não as projeções de mercado.



A Companhia captou aproximadamente R\$ 8,5 bilhões, para financiar investimentos, fazer frente ao capital de giro, bem como no refinanciamento de dívidas existentes.

## 6. PRÁTICAS DE GESTÃO

### 6.1. Remuneração de Acionistas

A Neoenergia possui definido em seu estatuto o pagamento de dividendo mínimo de 25% do lucro líquido, que o valor dos juros, pago ou creditado, a título de remuneração sobre o capital próprio, na forma da lei, poderá ser imputado ao dividendo obrigatório, integrando tal valor o montante dos dividendos distribuídos pela Companhia para todos os efeitos legais e a deliberação sobre o pagamento de juros sobre capital próprio e dividendos intermediários é uma faculdade da Companhia, mediante aprovação do Conselho de Administração.

No ano de 2018, a Companhia deliberou na:

i. Assembleia Geral Ordinária de 22 de março de 2018, dividendo mínimo obrigatório e dividendos adicionais nos valores de R\$ 99.444 mil e R\$ 200.556 mil, respectivamente, referentes ao exercício de 2017 e pagos em 18 de dezembro de 2018;

ii. Reunião do Conselho de Administração de 28 de junho de 2018, Juros sobre Capital Próprio referentes ao exercício de 2018, no valor de R\$ 159.216 mil, pagos em 01 de agosto de 2018;

iii. Reunião do Conselho de Administração de 24 de outubro de 2018, Dividendos Intermediários referentes ao exercício de 2018, no valor de R\$ 66.000 mil, pagos em 14 de novembro de 2018;

iv. Reunião do Conselho de Administração de 19 de dezembro de 2018, Juros sobre Capital Próprio referentes ao exercício de 2018, no valor de R\$ 363.146 mil, com previsão de pagamento para até 29 de março de 2019.

A Companhia informa que a destinação completa dos resultados de 2018 será aprovada na Assembleia Geral Ordinária a ser realizada em 2019.

### 6.2. Governança Corporativa

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. A estrutura de governança é composta pelo Conselho de Administração, Conselho Fiscal e Diretoria Executiva, com o apoio de Comitês que contribuem para as tomadas de decisão. O Acordo de Acionistas da Companhia estabelece cláusula para abstenção de voto sobre temas que possam representar conflito de interesses. A estrutura societária e de governança do grupo NEOENERGIA, assim como seu Modelo de Negócio, estão baseados em uma estrutura descentralizada.

O Sistema de governança corporativa da NEOENERGIA reúne as normas e os princípios que regem a organização, a operação e as relações do Grupo. Estabelece-se para assegurar o cumprimento do estatuto social que vincula seus acionistas e, em particular, o objeto social e o interesse social da NEOENERGIA.

O Sistema de governança corporativa, configurado sempre em conformidade com o Acordo de Acionistas e com a legislação vigente se inspira na Missão, Visão e Valores e se assenta no Estatuto Social que, aprovado pela Assembleia Geral de Acionistas, reúne e referencia todos os elementos-chaves do Sistema de Governança Corporativa, cujo desenvolvimento se atribui ao Conselho de Administração, sem prejuízo de outras competências.

#### Conselho de Administração

É integrado por dez representantes titulares e respectivos suplentes dos acionistas, com mandato de dois anos, sendo permitida a reeleição; seis são indicados pela Iberdrola, três pela Caixa de Previdência dos Funcionários do Banco do Brasil (Prevvi) e um pelo Banco do Brasil – Banco de Investimentos (BBBI). As atribuições do Conselho incluem a orientação geral dos negócios e a eleição e destituição dos diretores. Os membros se reúnem mensalmente para avaliar os desempenhos econômico, ambiental e social da Companhia. Os integrantes podem ainda se reunir extraordinariamente quando convocados pelo presidente ou pela maioria dos membros.

#### Conselho Fiscal

Com função independente, é composto por cinco membros titulares e igual número de suplentes. Os membros são eleitos pela Assembleia Geral Ordinária para mandatos de um ano. O Conselho Fiscal reúne-se mensalmente ou em reuniões extraordinárias, sempre que convocado.

#### Diretoria Executiva

É responsável pela gestão dos negócios, sendo composta atualmente por nove 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, uma vez por semana ou sempre que convocados por qualquer um de seus pares. Comitês

O Grupo Neoenergia possui quatro diferentes comitês, instalados apenas na holding: Auditoria, Financeiro, Remuneração e Sucessão, e 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 igual número de suplentes, indicados pelo Conselho de Administração.

### 6.3. Gestão de Pessoas

A Companhia acredita e investe na melhoria contínua do ambiente de trabalho e, para isso, realiza regularmente a Pesquisa de Clima Organizacional. Em 2018, a Pesquisa foi aplicada para todos os colaboradores, atingindo participação de 88%. Os resultados apontaram que 95% dos participantes sentem orgulho de fazer parte do Grupo Neoenergia. Os resultados estimularam a criação de planos de ações de melhoria a serem implementados ao longo de 2019. Algumas já foram iniciadas ainda em 2018, a exemplo da criação do Comitê de Pessoas que, entre outros objetivos, vai empenhar-se em fazer com que sejam executadas as ações sinalizadas pela Pesquisa de Clima.

Em 2018, foram investidos pela Neoenergia R\$ 10.760.077,26 em atividades de desenvolvimento de pessoas, com 676.408 horas de treinamento, o que representa uma média de 61 horas por colaborador formado.

Investimos no nosso público operacional por meio da Escola de Eletricistas da Neoenergia que é um projeto em desenvolvimento e que tem o propósito de formar pessoas da comunidade com eletricitistas de rede de distribuição. No ano passado também criamos o Programa Educadores com o objetivo de promover a multiplicação do conhecimento e a capacitação dos colaboradores por meio da valorização dos nossos talentos internos. Focamos também no desenvolvimento da nossa liderança e criamos o Lídera que oferece diversos conteúdos por meio de uma plataforma digital e encontros presenciais.

Também transformamos a vida das pessoas por meio de trabalhos sociais. Os colaboradores tiveram a oportunidade de participar do Programa de Voluntariado Iberdrola, implantado para todo Grupo pela primeira vez em 2018 com várias ações desenvolvidas ao longo de ano. Em 2018 tivemos ainda a implantação do Yammer. Criado pela Microsoft, o Yammer é uma plataforma que possibilita a interação entre os colaboradores de todas as empresas do Grupo Iberdrola no mundo, entre elas a Neoenergia.

## 7. SUSTENTABILIDADE, INOVAÇÃO E RESPONSABILIDADE CORPORATIVA

A Sustentabilidade é um valor para o Grupo Neoenergia e está expressa na sua missão: "Ser a energia que movimenta e ilumina a vida das pessoas, para o bem-estar e o desenvolvimento da sociedade, com eficiência, qualidade, segurança, sustentabilidade e respeito ao indivíduo". A atuação do grupo nesse tema está alinhada com a política de Responsabilidade Social Corporativa, que norteia o modelo de negócio para o cumprimento das necessidades do presente sem comprometer a capacidade das futuras gerações.

Em 2018, as Políticas de Sustentabilidade e Mudanças Climáticas foram aprovadas pelo Conselho de Administração. A Política de Sustentabilidade abrange os princípios básicos que todas as empresas devem cumprir e que configuram um marco de referência para o estabelecimento dos Objetivos de Desenvolvimento Sustentável (ODS), tendo como focos principais os ODS relacionados ao Acesso à Energia Limpa (7) e Combate a Mudanças Climáticas (13).

Na luta contra as mudanças climáticas, a Neoenergia se compromete a assumir uma posição de liderança, tendo como objetivo contribuir para um futuro sustentável e de baixo carbono, minimizando o impacto ambiental de suas operações.

Em 2018, o Grupo renovou seu compromisso junto aos Dez Princípios do Pacto Global da ONU, assumido em 2007, iniciativa que preconiza uma atuação baseada em princípios universais relacionados a direitos humanos, direitos do trabalho, preservação ambiental e combate à corrupção. Para promover o diálogo e a transparência com seus públicos de relacionamento, a Neoenergia publica, anualmente, seu Relatório de Sustentabilidade, que é elaborado a partir da metodologia da Global Reporting Initiative (GRI).

### 7.1. Educação e cultura

Na área de educação, as principais atuações do Grupo Neoenergia, em 2018, foram em parceria com o Instituto Ayrton Senna e o UNICEF, por meio de programas voltados para a correção do fluxo escolar e à capacitação de professores do ensino fundamental em uma metodologia inovadora voltada às práticas pedagógicas.

As ações educativas para comunidades com foco em segurança com a rede elétrica também fizeram parte da atuação do grupo em 2018, reafirmando o compromisso com a integridade e segurança das pessoas.

### 7.2. Eficiência Energética

O Programa de Eficiência Energética do Grupo Neoenergia tem como foco promover o uso seguro e eficiente da energia elétrica. Entre as ações que merecem destaque em 2018 estão o projeto Vale Luz, que promove a troca de resíduos recicláveis por descontos na conta de energia. A área de Eficiência Energética também desenvolve projetos educativos nos estados da Bahia, Pernambuco, Rio Grande do Norte, São Paulo e Mato Grosso do Sul. Além disso, a área promove a eficiência energética de prédios públicos na área de concessão das distribuidoras do grupo.

### 7.3. Inovação

O ano de 2018 reforçou a importância da inovação para o Grupo Neoenergia, seguindo as diretrizes globais e as tendências do setor. O modelo caracteriza-se por ser descentralizado, reforçando a autonomia das áreas de negócio dentro da estratégia de inovação da companhia, e aberto, com a crescente interação com diferentes agentes. O fortalecimento da cultura e a geração de valor se estabelecem por meio de parcerias em nossos ambientes de atuação, abrangendo instituições de ensino, centros de pesquisa, hubs de inovação, startups e instituições públicas e privadas.

Por meio da Elektro, o Grupo Neoenergia está dando forma à rede inteligente (smart grid) de Atibaia, Bom Jesus dos Perdões e Nazaré Paulista, em São Paulo. É o Projeto Energia do Futuro, pioneiro no Brasil em larga escala, que visa construir o modelo de distribuidora como orquestradora do sistema elétrico (DSO, da sigla em inglês para Distribution System Orchestrator), possibilitando maior eficiência energética e a introdução de recursos como a geração fotovoltaica e os veículos elétricos. Em 2018, as principais ações do projeto foram o início de instalação de 75 mil medidores inteligentes na região, e a conexão dos primeiros pontos da rede de telecomunicação 4G, pioneira na América do Sul. Essa rede, parceria fechada em 2018 entre a Neoenergia e a Nokia, conectará os equipamentos permitindo a automação por meio da troca de informações em tempo real.

### 7.4. Pesquisa e Desenvolvimento

Os projetos de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) da Neoenergia priorizam cinco temas: Redes Inteligentes; Segurança de Instalações e de Pessoas; Combate às Perdas; Qualidade e Confiabilidade e Sustentabilidade do Negócio. Em 2018, foram destinados R\$48,7 milhões a esses projetos, dos quais R\$32,8 milhões pelas distribuidoras. O projeto mais ambicioso é o de Desenvolvimento de Tecnologia Nacional para Redes Inteligentes, iniciado em 2016, que tem a participação das distribuidoras Coelba, Celpe, Cosern e Elektro.

Um novo projeto de P&D está sendo desenvolvido e implantado na ilha de Fernando de Noronha. Trata-se de um Sistema Inteligente de Armazenamento Energia (SIAE) que possibilita às usinas solares Noronha 1 e Noronha 2 armazenarem o excedente de energia gerado pelos painéis solares, otimizando a participação das usinas e tornando a matriz energética do arquipélago mais sustentável. Assim, os moradores da ilha poderão utilizar uma energia de fonte renovável por mais horas no dia.

### 7.5. Meio Ambiente

**BALANÇOS SOCIAIS PARA OS EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 31 DE DEZEMBRO DE 2017 (Informação Adicional)**

1 - BASE DE CÁLCULO		2018				2017 (Reclassificado)			
		R\$ mil				R\$ mil			
Receita Líquida (RL)		25.953.659				20.508.070			
Resultado Operacional (RO)		5.075.873				3.618.350			
Folha de Pagamento Bruta (FPB)		1.267.987				1.109.130			
Valor Adicionado Total (VAT)		20.939.051				13.866.078			
2 - INDICADORES SOCIAIS INTERNOS	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre FPB	% sobre RL	% sobre VAT	
Alimentação	108.971	8,59%	0,42%	0,52%	76.676	6,91%	0,37%	0,55%	
Encargos sociais compulsórios	260.780	20,57%	1,00%	1,25%	196.225	17,69%	0,96%	1,42%	
Previdência privada *	6.029	0,48%	0,02%	0,03%	(33.452)	-3,02%	-0,16%	-0,24%	
Saúde	110.030	8,68%	0,42%	0,53%	133.287	12,02%	0,65%	0,96%	
Segurança e saúde no trabalho	16.829	1,33%	0,06%	0,08%	14.163	1,28%	0,07%	0,10%	
Educação	2.053	0,16%	0,01%	0,01%	2.591	0,23%	0,01%	0,02%	
Cultura	2.267	0,18%	0,01%	0,01%	244	0,02%	0,00%	0,00%	
Capacitação e desenvolvimento profissional	13.188	1,04%	0,05%	0,06%	12.227	1,10%	0,06%	0,09%	
Creches ou auxílio-creche	11.616	0,92%	0,04%	0,06%	9.664	0,87%	0,05%	0,07%	
Esporte	62	0,00%	0,00%	0,00%	484	0,04%	0,00%	0,00%	
Transporte	2.975	0,23%	0,01%	0,01%	3.491	0,31%	0,02%	0,03%	
Participação nos lucros ou resultados	123.839	9,77%	0,48%	0,59%	115.960	10,46%	0,57%	0,84%	
Outros	-	0,00%	0,00%	0,00%	3.491	0,31%	0,02%	0,03%	
<b>Total - Indicadores sociais internos</b>	<b>658.640</b>	<b>51,94%</b>	<b>2,54%</b>	<b>3,15%</b>	<b>535.051</b>	<b>48,24%</b>	<b>2,61%</b>	<b>3,86%</b>	
3 - INDICADORES SOCIAIS EXTERNOS	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	R\$ mil	% sobre RO	% sobre RL	% sobre VAT	
Educação	6.119	0,12%	0,02%	0,03%	9.491	0,26%	0,05%	0,07%	
Cultura	62.100	1,22%	0,24%	0,30%	64.744	1,79%	0,32%	0,47%	
Saúde e Saneamento	-	0,00%	0,00%	0,00%	632	0,02%	0,00%	0,00%	
Esporte	-	0,00%	0,00%	0,00%	529	0,01%	0,00%	0,00%	
Combate a fome e segurança alimentar	-	0,00%	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%	0,00%	
Desenvolvimento Social	261.551	5,15%	1,01%	1,25%	798.288	22,06%	3,89%	5,76%	
Pesquisa e Desenvolvimento Tecnológico	110.576	2,18%	0,43%	0,53%	77.154	2,13%	0,38%	0,56%	
Outros	600	0,01%	0,00%	0,00%	1.042	0,03%	0,01%	0,01%	
<b>Total das Contribuições para a Sociedade</b>	<b>440.945</b>	<b>8,69%</b>	<b>1,70%</b>	<b>2,11%</b>	<b>951.880</b>	<b>26,31%</b>	<b>4,64%</b>	<b>6,86%</b>	
Tributos (Exceto Encargos Sociais)	8.346.736	164,44%	32,16%	39,86%	6.326.080	174,83%	30,85%	45,62%	
<b>Total - Indicadores sociais externos</b>	<b>8.787.681</b>	<b>173,13%</b>	<b>33,86%</b>	<b>41,97%</b>	<b>7.277.960</b>	<b>201,14%</b>	<b>35,49%</b>	<b>52,49%</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	867.572	17,09%	3,34%	4,14%	593.235	16,40%	2,89%	4,28%	
Investimento em programas e/ou projetos externos	51.098	1,01%	0,20%	0,24%	52.714	1,46%	0,26%	0,38%	
<b>Total dos investimentos em meio ambiente</b>	<b>918.670</b>	<b>18,10%</b>	<b>3,54%</b>	<b>4,39%</b>	<b>645.949</b>	<b>17,85%</b>	<b>3,15%</b>	<b>4,66%</b>	
Quantidade de processos ambientais, administrativos e judiciais movidos contra a entidade	183				82				
Valor das multas e das indenizações relativas à matéria ambiental, determinadas administrativa e/ou judicialmente	549				69				
Passivos e contingências ambientais.	119				19				
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:	( ) Não possui Metas	( ) Cumpre de 0 a 50%	( ) Cumpre de 51 a 75%	( x ) Cumpre de 76 a 100%	( ) Não possui Metas	( ) Cumpre de 0 a 50%	( ) Cumpre de 51 a 75%	( x ) Cumpre de 76 a 100%	
5 - INDICADORES DO CORPO FUNCIONAL	2018				2017				
Nº de empregados(as) ao final do período	10.749				10.073				
Nº de admissões durante o período	1.717				1.317				
Nº de desligamentos durante o período	1.041				701				
Nº de empregados(as) terceirizados	21.604				26.490				
Nº de estagiários(as)	470				427				
Nº de empregados acima de 45 anos	1.662				1.858				
<b>Nº de empregados por faixa etária, nos seguintes intervalos:</b>									
menores de 18 anos	-				3				
de 18 a 35 anos	5.765				5.210				
de 36 a 60 anos	4.909				4.777				
acima de 60 anos	75				83				
<b>Nº de empregados por nível de escolaridade, segregado por:</b>									
analfabetos	-				-				
com ensino fundamental	6.334				75				
com ensino médio	991				4.524				
com ensino técnico	1.699				1.911				
com ensino superior	1.152				2.836				
pós-graduados	573				727				
<b>Nº de empregados por sexo:</b>									
homens	8.796				8.144				
mulheres	1.953				1.929				
<b>% de cargos de chefia por sexo:</b>									
homens	82%				81%				
mulheres	18%				19%				
Nº de negros(as) que trabalham na empresa		1.966				1.362			
% de cargos de chefia ocupados por negros(as)		38%				2%			
Nº de empregados portadores(as) de deficiência ou necessidades especiais		324				343			
<b>Remuneração bruta segregada por:</b>									
Empregados		461.679				485.910			
Administradores		32.612				35.587			
Terceirizados		-				-			
Autônomos		-				-			
6 - INFORMAÇÕES RELEVANTES QUANTO AO EXERCÍCIO DA CIDADANIA EMPRESARIAL	2018				2017 (Reclassificado)				
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	328				223				
Nº total de acidentes de trabalho	71				35				
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)	( ) direção e gerência	( x ) 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	( ) apoia	( ) organiza e incentiva	( ) não se envolve	( x ) apoia	( ) organiza e incentiva			
<b>Contencioso Cível:</b>									
<b>Nº total de reclamações e críticas de consumidores(as):</b>									
Na Empresa	128.315				161.312				
No Procon	7.919				3.339				
Na Justiça	68.413				43.328				
<b>% das reclamações e críticas solucionadas:</b>									
Na Empresa	98%				100%				
No Procon	100%				90%				
Na Justiça	115%				117%				
<b>Montante de multas e indenizações a clientes, determinadas por órgãos de proteção e defesa do consumidor ou pela Justiça</b>	168.151				142.482				
Ações empreendidas pela entidade para sanar ou minimizar as causas das reclamações:	Diagnósticos de causas raiz, intervenções com as áreas operacionais e atendimento, equalização do processo de gestão de reclamações, insumo para comunicação proativa ao cliente, retroalimentação do processo, mensuração estatística e qualitativa de problemas, atuação preventiva de possíveis objetos.				Certificação da ISO 9001 para atender um dos requisitos instituídos pela ANEEL no processo de premiação da Melhor Ouvidoria do Brasil. Implantação da Central do Cliente, visando a antecipação às demandas dos clientes e melhoria da satisfação, sempre com o lema: + Próximo + Fácil + Ágil. Atualização de modelos de cartas para respostas das reclamações.				
<b>Contingências e passivos trabalhistas:</b>									
<b>Número de processos trabalhistas:</b>									
movidos contra a entidade	1.191				1.988				
juílgados procedentes	1.041				700				
juílgados improcedentes	512				433				
<b>Valor total de indenizações e multas pagas por determinação da Justiça</b>	41.527				52.964				
<b>Valor Adicionado total a distribuir (em mil R\$)</b>	20.939.051				13.526.783				
<b>Distribuição do Valor Adicionado (DVA):</b>									
Ao Governo (%)	52%				62%				
Aos Colaboradores (%)	5%				7%				
Aos Acionistas (%)	8%				3%				
A terceiros (%)	35%				28%				
7 - OUTRAS INFORMAÇÕES									
CNPJ: 01.083.200/0001-18									
Para esclarecimentos sobre as informações declaradas: Marcus de Barros Pinto. Fone: (21) 3235-9833 E-mail: marcus.barros@neoenergia.com									
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 2018 E 2017 (Em milhares de reais)**

Ativo	Controladora		Consolidado		
	Notas	2018	2017	2018 (Reclassificado)	2017
<b>Circulante</b>					
Caixa e Equivalente de Caixa	8	253.593	1.276.710	3.933.675	3.856.434
Contas a receber de clientes e outros	9	62	1.140	5.160.926	4.922.952
Títulos e valores mobiliários		-	87	21.517	16.701
Instrumentos financeiros derivativos	18	26.838	16.086	108.921	573.187
Impostos e contribuições a recuperar	10	133.071	61.014	819.838	572.550
Despesas pagas antecipadamente		1.307	1.439	98.692	80.299
Serviços em curso		-	-	59.859	54.544
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	12	-	-	1.023.290	507.804
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	15.1	-	-	-	67.449
Concessão do serviço público (ativo contratual)	15.2	-	-	51.901	-
Outros ativos circulantes		40.908	269.209	218.847	354.808
<b>Total do circulante</b>		<b>455.779</b>	<b>1.625.685</b>	<b>11.497.466</b>	<b>11.006.728</b>
<b>Não circulante</b>					
Contas a receber de clientes e outros	9	-	95	343.704	370.793
Títulos e valores mobiliários		-	-	109.804	2.997
Instrumentos financeiros derivativos	18	-	7.116	1.045.220	403.483
Impostos e contribuições a recuperar	10	-	-	362.319	346.926
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber		553.407	452.631	12.828	11.110
Impostos e contribuições sociais diferidos	11	-	-	1.031.035	1.303.799
Depósitos Judiciais	21	47.910	45.210	792.014	731.866
Despesas pagas antecipadamente		-	-	6.780	7.140
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	33	-	-	31.354	13.065
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	12	-	-	8.599	218.619
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	15.1	-	-	9.255.797	7.928.268
Concessão do serviço público (ativo contratual)	15.2	-	-	744.424	-
Outros ativos não circulantes		157.534	993.486	111.837	92.261
Investimentos		17.486.887	14.391.480	2.418.124	2.252.440
Investimentos em coligadas e controladas	13	17.486.887	14.391.480	2.416.139	2.243.962
Outros investimentos		-	-	1.985	8.478
Imobilizado	14	28.053	27.711	5.894.392	5.602.006
Intangível	16	1.014	1.129	12.898.781	11.854.268
<b>Total do não circulante</b>		<b>18.274.805</b>	<b>15.918.858</b>	<b>35.067.012</b>	<b>31.139.041</b>
<b>Total do ativo</b>		<b>18.730.584</b>	<b>17.544.543</b>	<b>46.564.478</b>	<b>42.145.769</b>
As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.					

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017 (Em milhares de reais, exceto lucro por ação)**

Ativo	Controladora		Consolidado		
	Notas	2018	2017	2018 (Reclassificado)	2017
<b>Receita líquida</b>	24	3.111	8.992	25.953.659	20.508.070
<b>Custo dos Serviços</b>		-	-	(20.877.786)	(16.889.720)
Custos com energia elétrica	25	-	-	(13.933.341)	(11.119.617)
Custos de operação	26	-	-	(3.430.847)	(3.201.512)
Custos de construção		-	-	(3.513.598)	(2.568.591)
<b>Lucro bruto</b>		<b>3.111</b>	<b>8.992</b>	<b>5.075.873</b>	<b>3.618.350</b>
Despesas com vendas	26	-	-	(570.089)	(572.350)
Outras receitas/despesas gerais e administrativas	26	(164.910)	(94.613)	(1.115.157)	(717.134)
<b>Resultado de participações societárias</b>		<b>1.648.995</b>	<b>744.256</b>	<b>(120.741)</b>	<b>(205.081)</b>
Equivalência Patrimonial	13	1.822.380	856.343	56.320	(92.696)
Amortização de mais-valia	13	(173.385)	(112.087)	(177.061)	(112.385)
<b>Lucro operacional</b>		<b>1.487.196</b>	<b>658.635</b>	<b>3.269.886</b>	<b>2.123.785</b>
Receitas financeiras	27	364.241	208.448	6.123.717	2.792.085
Despesas financeiras	27	(336.909)	(426.051)	(7.292.683)	(4.186.349)
<b>Lucro antes do imposto de renda e contribuição social</b>		<b>1.514.528</b>	<b>441.032</b>	<b>2.100.920</b>	<b>729.521</b>
<b>Imposto de renda e contribuição social</b>	11	<b>22.318</b>	<b>(22.320)</b>	<b>(506.969)</b>	<b>(277.992)</b>
Corrente		(22.873)	(16.058)	(265.844)	(135.208)
Diferido		45.191	(6.262)	(241.12	

## DEMONSTRAÇÃO DA MUTAÇÃO DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017 (Em milhares de reais)

Controladora	Reservas de lucro						Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Lucros acumulados	Total
	Capital social	Reserva de capital	Reserva de transação com os sócios	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar			
<b>Saldos em 01 de janeiro de 2017</b>	<b>4.739.025</b>	<b>2.288</b>	<b>(990.972)</b>	<b>(111.276)</b>	<b>651.079</b>	<b>73.046</b>	<b>4.113.110</b>	<b>216.376</b>	<b>8.692.676</b>
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(216.376)	-
Transação com os sócios:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento de capital	7.180.957	-	-	-	-	-	-	-	7.180.957
Reserva de capital	-	98.423	-	-	-	-	-	-	98.423
Ajuste de transação com sócios	-	-	(595.108)	-	-	-	-	-	(595.108)
Outros resultados abrangentes:	-	-	-	(101.303)	-	-	-	-	(101.303)
Resultado abrangente decorrente de equivalência sobre investida	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	418.712
Destinações:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal	-	-	-	-	20.936	-	-	-	(20.936)
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-	-	-	-	-	(99.444)
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	-	-	-	-	200.556	(200.556)
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	-	97.776	-	(97.776)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>11.919.982</b>	<b>100.711</b>	<b>(1.586.080)</b>	<b>(212.579)</b>	<b>672.015</b>	<b>73.046</b>	<b>4.210.886</b>	<b>200.556</b>	<b>15.378.537</b>
Adoção inicial CPC 47	-	-	-	-	-	-	-	-	161.305
Adoção inicial CPC 48	-	-	-	-	-	-	-	-	(60.497)
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(200.556)	-
Transação com os sócios:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento de capital	1.000.000	-	-	-	-	-	-	-	1.000.000
Reserva de capital	-	(7.435)	-	-	-	-	-	-	(7.435)
Ajuste de transação com sócios	-	-	(7.987)	-	-	-	-	-	(7.987)
Outros resultados abrangentes:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Resultado abrangente decorrente de equivalência sobre investida	-	-	-	41.926	-	-	-	-	41.926
Reclassificação plano de pensão das investidas (conforme parágrafo 122 CPC 33)	-	-	-	(1.722)	-	-	-	-	1.722
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	1.536.846
Destinações:	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal	-	-	-	-	81.968	-	-	-	(81.968)
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	-	807.741	-	(807.741)
Reserva de lucros a realizar	-	-	-	-	-	161.305	-	-	(161.305)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	(522.362)
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	-	(66.000)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>12.919.982</b>	<b>93.276</b>	<b>(1.594.067)</b>	<b>(172.375)</b>	<b>753.983</b>	<b>234.351</b>	<b>5.018.627</b>	<b>-</b>	<b>17.253.777</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Consolidado	Reservas de lucro						Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Lucros acumulados	Total acionistas controladores	Participação não controladores	Total
	Capital social	Reserva de capital	Reserva de transação com os sócios	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar					
<b>Saldos em 01 de janeiro de 2017</b>	<b>4.739.025</b>	<b>2.288</b>	<b>(990.972)</b>	<b>(111.276)</b>	<b>651.079</b>	<b>86.186</b>	<b>4.113.110</b>	<b>216.376</b>	<b>8.705.816</b>	<b>513.949</b>	<b>9.219.765</b>
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(216.376)	-	-	(216.376)
Transações com os sócios:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento de capital	7.180.957	-	-	-	-	-	-	-	7.180.957	5.431	7.186.388
Reserva de capital	-	98.423	-	-	-	-	-	-	98.423	-	98.423
Ajuste de transação com sócios	-	-	(595.108)	-	-	-	-	-	(595.108)	(87.278)	(682.386)
Incorporação grupo Elektro (Nota 13.2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	11.286	11.286
Incorporação de participação adicional junto a não controladores (Nota 13.2)	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(179.966)	(179.966)
Outros resultados abrangentes:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Efeitos dos planos de benefícios de empregados das investidas	-	-	-	(99.613)	-	-	-	-	(99.613)	(3.780)	(103.393)
Participação sobre hedge de fluxo de caixa das investidas	-	-	-	(1.690)	-	-	-	-	(1.690)	-	(1.690)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	406.088	406.088	451.529
Destinações:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal	-	-	-	-	20.936	-	-	-	(20.936)	-	-
Dividendos mínimos obrigatórios	-	-	-	-	-	-	-	-	(99.444)	(99.444)	(31.622)
Dividendos adicionais propostos	-	-	-	-	-	-	-	200.556	(200.556)	-	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	-	97.776	-	(97.776)	-	-
Reserva de lucros a realizar	-	-	-	-	-	(12.624)	-	-	12.624	-	-
Alienação de participação em controladas	-	-	-	-	-	-	-	-	-	(44.160)	(44.160)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>11.919.982</b>	<b>100.711</b>	<b>(1.586.080)</b>	<b>(212.579)</b>	<b>672.015</b>	<b>73.562</b>	<b>4.210.886</b>	<b>200.556</b>	<b>15.379.053</b>	<b>229.301</b>	<b>15.608.354</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Consolidado	Reservas de lucro						Proposta de distribuição de dividendos adicionais	Lucros acumulados	Total acionistas controladores	Participação não controladores	Total
	Capital social	Reserva de capital	Reserva de transação com os sócios	Outros resultados abrangentes	Reserva legal	Reserva de lucros a realizar					
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>11.919.982</b>	<b>100.711</b>	<b>(1.586.080)</b>	<b>(212.579)</b>	<b>672.015</b>	<b>73.562</b>	<b>4.210.886</b>	<b>200.556</b>	<b>15.379.053</b>	<b>229.301</b>	<b>15.608.354</b>
Adoção inicial CPC 47	-	-	-	-	-	-	-	-	161.305	161.305	169.700
Adoção inicial CPC 48	-	-	-	-	-	-	-	-	(60.497)	(60.497)	(63.176)
Aprovação da proposta de dividendos	-	-	-	-	-	-	-	(200.556)	(200.556)	(26.966)	(227.522)
Transação com os sócios:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Aumento de capital	1.000.000	-	-	-	-	-	-	-	1.000.000	56.934	1.056.934
Reserva de capital	-	(7.435)	-	-	-	-	-	-	(7.435)	261	(7.174)
Ajuste de transação com sócios	-	-	(7.987)	-	-	-	-	-	(7.987)	(9.966)	(17.953)
Outros resultados abrangentes:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Participação sobre Planos de Benefícios e Planos de Saúde a Empregados das investidas	-	-	-	35.114	-	-	-	-	-	35.114	2.013
Reclassificação plano de pensão das investidas (conforme parágrafo 122 CPC 33)	-	-	-	(1.722)	-	-	-	-	1.722	-	-
Participação sobre hedge de fluxo de caixa das investidas	-	-	-	6.812	-	-	-	-	-	6.812	(471)
Lucro líquido do exercício	-	-	-	-	-	-	-	-	1.536.330	1.536.330	57.621
Destinações:	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-	-
Reserva legal	-	-	-	-	81.968	-	-	-	(81.968)	-	-
Reserva de retenção de lucros	-	-	-	-	-	-	807.741	-	(807.741)	-	-
Reserva de lucros a realizar	-	-	-	-	-	160.789	-	-	(160.789)	-	-
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-	-	-	-	-	(522.362)	(522.362)	(522.362)
Dividendos intermediários	-	-	-	-	-	-	-	-	(66.000)	(66.000)	(66.000)
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>12.919.982</b>	<b>93.276</b>	<b>(1.594.067)</b>	<b>(172.375)</b>	<b>753.983</b>	<b>234.351</b>	<b>5.018.627</b>	<b>-</b>	<b>17.253.777</b>	<b>323.018</b>	<b>17.576.795</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

### DEMONSTRAÇÃO DO FLUXO DE CAIXA EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017 (Em milhares de reais)

Controladora	2018		2017	
	2018	2017	2018	2017
<b>FLUXO DE CAIXA OPERACIONAL</b>				
<b>Lucro do exercício</b>	<b>1.536.846</b>	<b>418.712</b>	<b>1.593.951</b>	<b>451.529</b>
<b>AJUSTES PARA CONCILIAR O LUCRO AO CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>				
Depreciação e amortização (*)	3.151	3.150	1.128.058	880.037
Valores a compensar/(repassar) da Parcela A e outros itens financeiros	-	-	(813.260)	(1.010.436)
Equivalência patrimonial	(1.822.380)	(856.343)	(56.320)	92.696
Amortização de mais-valia	173.385	112.087	177.061	112.385
Imposto de renda e contribuição social	(22.318)	22.320	359.117	266.193
Encargos de dívidas e atualizações monetárias, cambiais e derivativos e outras receitas e despesas financeiras	61.543	208.279	1.267.296	1.601.791
Valor de reposição estimado da concessão	-	-	(489.441)	(351.813)
Perdas por redução esperada de créditos de liquidação duvidosa	1	-	114.283	113.086
Provisão contingências cíveis, fiscais e trabalhistas	1.929	2.360	172.091	131.089
Provisão para créditos de liquidação duvidosa perdas contas a receber	9.167	-	299.928	197.682
Atualização monetária dos planos de benefício pós-emprego	-	-	90.623	87.596
Atualização das provisões para contingências	58	481	123.363	121.721
Atualização de títulos e valores mobiliários	-	-	(13.871)	(87.110)
Outras provisões e atualizações de receitas e despesas	4.322	34.683	12.061	58.320
	<b>(54.296)</b>	<b>(54.271)</b>	<b>3.964.940</b>	<b>2.664.766</b>
<b>REDUÇÃO (AUMENTO) DOS ATIVOS OPERACIONAIS</b>				
Contas a receber de clientes e outros	892	13.876	(201.303)	(1.141.678)
IR e CSLL a Recuperar	(72.064)	(2.049)	(238.239)	(70.438)
Impostos e contribuições a recuperar, exceto IR e CSLL	7	-	(31.075)	15.044
Recebimento de dividendos e juros sobre capital próprio	766.392	614.117	55.223	15.916
Depósitos judiciais	199	(4.106)	(51.430)	(42.738)
Despesas pagas antecipadamente	132	-	(104.436)	(15.965)
Valores a compensar da Parcela A e outros itens financeiros	-	-	763.145	(3.238)
Benefício pós emprego e outros benefícios	-	-	22.645	29.911
Concessão Serviço Público (Ativo Financeiro)	-	-	52.935	58.210
Outros ativos	36.435	26.716	352.884	(110.403)
	<b>731.993</b>	<b>648.554</b>	<b>620.349</b>	<b>(1.265.379)</b>
<b>AUMENTO (REDUÇÃO) DOS PASSIVOS OPERACIONAIS</b>				
Fornecedores	14.945	21.198	(896.988)	796.367
Salários e encargos a pagar	7.340	3.057	(24.767)	98.618
Encargos de dívidas pagas e liquidação de instrum. Financ. Deriv;	(86.098)	(167.477)	(1.276.450)	(1.276.025)
Encargos setoriais	-	-	(173.853)	109.091
Imposto de renda (IR) e Contribuição Social sobre Lucro Líquido (CSLL) pagos	(264)	(2.882)	(257.028)	(173.901)
Impostos e Contribuições a recolher, exceto IR e CSLL	(52.437)	(187)	54.788	41.603
Valores de compensar da Parcela A e outros itens financeiros	-	-	(70.130)	-
Indenizações/Contingências pagas	-	-	(258.308)	(179.230)
Benefício pós emprego e outros benefícios	-	-	(112.819)	(79.188)
Outros passivos	24.144	82.683	(241.289)	(42.360)
	<b>(92.370)</b>	<b>(63.608)</b>	<b>(3.256.844)</b>	<b>(705.025)</b>
<b>CAIXA ORIUNDO DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS</b>	<b>585.327</b>	<b>530.675</b>	<b>1.328.445</b>	<b>694.362</b>
<b>ATIVIDADE DE INVESTIMENTO</b>				
Integralização de capital	(1.314.095)	(697.616)	(174.071)	(233.363)
Adiantamento para futuro aumento de capital	(47.707)	(920.050)	-	-
Aquisição de imobilizado	(1.546)	(1.052)	(402.615)	(818.006)
Aquisição de intangível	(2)	(166)	(3.587.854)	(2.984.641)
Aquisição de investimentos	-	(465)	-	(3.134)
Concessão Serviço Público (Ativo Financeiro)	-	-	(152.616)	(4.771)
Resgate (aplicação) de títulos e valores mobiliários	87	264.989	(55.670)	1.022.449
Alienação de investimentos societários	-	519.115	-	519.115
Combinação de negócios	-	280.967		

## NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 31 DE DEZEMBRO DE 2018 E 2017 (Em milhares de reais)

### 1. CONTEXTO OPERACIONAL

A NEOENERGIA S.A. ("Neoenergia" ou a "Companhia") com sede na Praia do Flamengo, 78 - 3º andar - Flamengo - Rio de Janeiro - RJ, é uma sociedade por ações de capital aberto constituída com o objetivo principal de atuar como *holding*, participando no capital de outras sociedades. As controladas da Neoenergia (conjuntamente com a Neoenergia, o "Grupo") são dedicadas primariamente às atividades de distribuição, transmissão, geração e comercialização de energia elétrica e estão apresentadas na Nota Explicativa 13.

### 2. CONCESSÕES

O Grupo e as empresas coligadas e controladas em conjunto possuem o direito de explorar, indiretamente, as seguintes concessões, autorizações/permísões de distribuição, comercialização, transmissão e de geração de energia:

Distribuição	Número de Municípios	Localidade	Data de Concessão	Data de Vencimento
COELBA	415	Estado da Bahia	08/08/1997	07/08/2027
CELPE	184	Estado de Pernambuco	30/03/2000	29/03/2030
CELPE	1	Distrito de Fernando de Noronha	30/03/2000	29/03/2030
CELPE	1	Estado da Paraíba	30/03/2000	29/03/2030
COSERN	167	Estado do Rio Grande do Norte	31/12/1997	30/12/2027
Elektro Redes	223	Estado de São Paulo	27/08/1998	26/08/2028
Elektro Redes	5	Estado do Mato Grosso do Sul	27/08/1998	26/08/2028
Transmissão em operação	Localidade	Data de Concessão	Data de Vencimento	
Afluentes T	Estado da Bahia	08/08/1997	08/08/2027	
SPE SE Naranidiba S.A. (SE Naranidiba)	Estado da Bahia	28/01/2009	28/01/2039	
SPE SE Naranidiba S.A. (SE Extremoz)	Estado do Rio Grande do Norte	10/05/2012	10/05/2042	
SPE SE Naranidiba S.A. (SE Brumado)	Estado da Bahia	27/08/2012	27/08/2042	
Potiguar Sul	Estado da Paraíba do Rio Grande do Norte	01/08/2013	01/08/2043	
Transmissão em construção	Localidade	Data de Concessão	Data de Vencimento	
EKTT 01	Estados do Tocantins, Bahia e Piauí	08/03/2018	08/03/2048	
EKTT 02	Estados da Paraíba e Ceará	08/03/2018	08/03/2048	
EKTT 12	Estados do Mato Grosso do Sul e São Paulo	31/07/2017	31/07/2047	
EKTT 13	Estado de São Paulo	31/07/2017	31/07/2047	
EKTT 14	Estado de Santa Catarina	31/07/2017	31/07/2047	
EKTT 15	Estado do Ceará	31/07/2017	31/07/2047	
Comercialização	Localidade	Data de Autorização		
NC Energia	Rio de Janeiro - RJ	22/11/2000		
Elektro Comercializadora	Campinas - SP	26/05/2003		

Geração em operação	Tipo de usina	Localidade	Capacidade instalada (MW)	Energia assegurada (MWmed)	Energia contratada (MWmed)	Data da Concessão/autorização	Data de vencimento
Itapebi	Hidrelétrica - UHE	Rio Jequitinhonha - BA	462,011 MW	209,1 MW	207,076 MW (ACL)	28/05/1999	31/08/2035
Termoper-nambuco	Termelétrica - UTE	Complexo Portuário do Suape - PE	532,756 MW	504,12 MW	455,0 MW	18/12/2000	18/12/2030
CELPE							
Fernando de Noronha	Térmica a diesel	Distrito de Fernando de Noronha - PE	4,8 MW	1,9 MW	1,9 MW	21/12/1989	21/12/2019
Baguari I	Hidrelétrica - UHE	Rio Doce - MG	140,0 MW	84,7 MW	77,0 MW	15/08/2006	31/12/2039
Geração CIII							
Corumbá III	Hidrelétrica - UHE	Rio Corumbá - GO	96,447 MW	49,3 MW	50,9 MW	07/11/2001	14/02/2037
Energética Águas da Pedra							
Dardanelos	Hidrelétrica - UHE	Rio Aripuanã - MT	261,0 MW	154,9 MW	147,0 MW	03/07/2007	02/01/2043
Companhia Hidrelétrica Teles Pires	Hidrelétrica - UHE	Rio Teles Pires - MT	1.819,8 MW	930,7 MW	778 MW (ACR) / 339,233 MW (ACL)	07/06/2011	06/06/2046
Norte Energia							
Belo Monte (a)	Hidrelétrica - UHE	Rio Xingu - PA	11.233,1MW	4.571,0 MW	3.024,83 MW (ACR) / 864,24 MW (ACL)	26/08/2010	25/08/2045
PARQUES EÓLICOS							
Arizona 01	Eólica	Rio do Fogo - RN	28,0 MW	12,9 MW	12,3 MW	04/03/2011	03/03/2046
Mel 2	Eólica	Areia Branca - RN	20,0 MW	9,8 MW	9,3 MW	28/02/2011	27/02/2046
Caetité 1	Eólica	Caetité - BA	30,0 MW	13,0 MW	13,0 MW	29/10/2012	29/10/2042
Caetité 2	Eólica	Caetité - BA	30,0 MW	12,1 MW	11,0 MW	07/02/2011	06/02/2046
Caetité 3	Eólica	Caetité - BA	30,0 MW	11,2 MW	11,1 MW	24/02/2011	23/02/2046
Calango 1	Eólica	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	13,9 MW	13,8 MW	28/04/2011	27/04/2046
Calango 2	Eólica	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	11,9 MW	11,8 MW	09/05/2011	08/05/2046
Calango 3	Eólica	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	13,9 MW	13,8 MW	30/05/2011	29/05/2046
Calango 4	Eólica	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	12,8 MW	12,8 MW	19/05/2011	18/05/2046
Calango 5	Eólica	Bodó, Santana do Matos, Lagoa Nova - RN	30,0 MW	13,7 MW	13,6 MW	02/06/2011	01/06/2046
Calango 6	Eólica	Bodó - RN	30,0 MW	18,5 MW	18,5 MW	20/11/2014	19/11/2049
Santana 1	Eólica	Bodó - RN	30,0 MW	17,3 MW	17,2 MW	14/11/2014	13/11/2049
Santana 2	Eólica	Lagoa Nova - RN	24,0 MW	13,1 MW	12,9 MW	14/11/2014	13/11/2049
Canoas	Eólica	São José do Sabugi/PB	31,5 MW	17,7 MW	16,1 MW	04/08/2015	03/08/2050
Lagoa 1	Eólica	Santa Luzia/PB	31,5 MW	18,7 MW	17,2 MW	04/08/2015	03/08/2050
Lagoa 2	Eólica	São José do Sabugi/PB	31,5 MW	17,5 MW	15,5 MW	04/08/2015	03/08/2050
Enerbrasil	Eólica	Rio do Fogo - RN	49,3 MW	20,74 MW	17,9 MW	20/12/2001	20/12/2031
Geração em construção	Tipo de usina	Localidade	Capacidade instalada (MW)	Energia assegurada (MWmed)	Energia contratada (MWmed)	Data da Concessão/autorização	Data de vencimento
Geração Céu Azul	Hidrelétrica - UHE	Rio Iguaçu - PR	350,2 MW	172,4 MW	121,0 MW (ACR) / 51,8 MW (ACL)	20/08/2012	14/09/2049

Parques Eólicos em construção	Tipo de usina	Localidade	Capacidade instalada (MW)	Energia assegurada (MWmed)	Energia contratada (MWmed)	Data da Concessão/autorização	Data de vencimento
Chafariz 1	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	17,7 MW	17 MW	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 2	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	17,5 MW	17 MW	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 3	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	18,1 MW	17,2 MW	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 6	Eólica	Paraíba - PB	31,19 MW	15,2 MW	14,4 MW	21/06/2018	20/06/2053
Chafariz 7	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	19 MW	17,7 MW	21/06/2018	20/06/2053
Lagoa 3	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	18,3 MW	16,9 MW	26/06/2018	25/06/2053
Lagoa 4	Eólica	Paraíba - PB	20,79 MW	11,7 MW	10,1 MW	26/06/2018	25/06/2053
Canoas 2	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	17,3 MW	15,9 MW	26/06/2018	25/06/2053
Canoas 4	Eólica	Paraíba - PB	34,65 MW	16,7 MW	15,5 MW	26/06/2018	25/06/2053

(a) Da capacidade instalada total, em razão das operações das 12 (doze) primeiras unidades geradoras, o volume gerado atualmente é de 7.333,3 MW.

### 3. PROCEDIMENTOS DE CONSOLIDAÇÃO

As demonstrações contábeis consolidadas foram preparadas de acordo com as práticas estabelecidas pelo CPC 36 (R3) - Demonstrações Consolidadas e são compostas pelas informações contábeis da Neoenergia e de suas controladas. Controladas são todas as entidades (incluindo as entidades estruturadas) nas quais o Grupo detém o controle. O Grupo controla uma entidade quando está exposto ao poder que retorna retornos variáveis decorrentes de seu envolvimento com a entidade e tem a capacidade de interferir nesses retornos devido ao poder que exerce sobre a entidade. As controladas são totalmente consolidadas a partir da data em que o controle é transferido para o Grupo. A consolidação é interrompida a partir da data em que o Grupo deixa de ter o controle. As empresas controladas estão abaixo relacionadas:

Empresas	Atividade	Percentual de Participação (%)			
		2018		2017	
		Direta	Indireta	Direta	Indireta
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia - Coelba	Distribuição	96,65%	-	96,35%	-
Companhia Energética de Pernambuco - Celpe	Distribuição	89,65%	-	89,65%	-
Companhia Energética do Rio Grande do Norte - Cosern	Distribuição	91,50%	-	91,50%	-
Elektro Redes S.A. - Elektro	Distribuição	99,68%	-	99,68%	-
Afluentes Transmissão de Energia Elétrica S.A. - Afluentes T	Transmissão	87,84%	-	87,84%	-
SE Naranidiba S.A. - Naranidiba	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
Potiguar Sul Transmissão de Energia S.A. - Potiguar Sul	Transmissão	-	100,00%	-	100,00%
EKTT 1 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - EKTT 1	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKTT 2 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - EKTT 2	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKTT 3 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - EKTT 3	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKTT 4 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - EKTT 4	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKTT 5 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - EKTT 5	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKTT 6 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - EKTT 6	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKTT 7 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - EKTT 7	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKTT 8 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - EKTT 8	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKTT 9 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - EKTT 9	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKTT 10 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - EKTT 10	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKTT 11 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - EKTT 11	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKTT 12 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - EKTT 12	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKTT 13 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - EKTT 13	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKTT 14 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - EKTT 14	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
EKTT 15 A Serviços de Transmissão de Energia Elétrica SPE S.A. - EKTT 15	Transmissão	100,00%	-	100,00%	-
NC Energia S.A. - NC	Comercialização	100,00%	-	100,00%	-
Elektro Comercializadora de Energia Ltda - EKCE	Comercialização	99,99%	0,01%	99,99%	0,01%
Termoper-nambuco S.A. - Termope	Geração Térmica	100%	-	100%	-
Itapebi Geração de Energia S.A. - Itapebi	Geração hidráulica	42%	58%	42%	58%
Baguari I Geração de Energia Elétrica S.A. - Baguari	Geração hidráulica	99,99%	0,01%	99,99%	0,01%
Geração CIII S.A. - Geração CIII	Geração hidráulica	99,99%	0,01%	99,99%	0,01%
Geração Céu Azul S.A. - Geração Céu Azul	Geração hidráulica	100,00%	-	100,00%	-
Bahia Pequena Central Hidrelétrica S.A. - Bahia PCH II	Geração hidráulica	99,99%	0,01%	99,99%	0,01%
Santana 1 Energia Renovável S.A. - Santana 1	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Santana 2 Energia Renovável S.A. - Santana 2	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Calango 6 Energia Renovável S.A. - Calango 6	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Lagoa 2 Energia Renovável S.A. - Lagoa 2	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Canoas Energia Renovável S.A. - Canoas	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Lagoa 1 Energia Renovável S.A. - Lagoa 1	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Força Eólica do Brasil S.A. - FEB	Geração eólica	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%
Calango 1 Energia Renovável S.A. - Calango 1	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Calango 4 Energia Renovável S.A. - Calango 4	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Calango 5 Energia Renovável S.A. - Calango 5	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Caetité 1 Energia Renovável S.A. - Caetité 1	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Caetité 2 Energia Renovável S.A. - Caetité 2	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Força Eólica do Brasil 1 S.A. - FEB 1	Geração eólica	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%
Calango 2 Energia Renovável S.A. - Calango 2	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Calango 3 Energia Renovável S.A. - Calango 3	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%

Empresas	Atividade	Percentual de Participação (%)			
		2018		2017	
		Direta	Indireta	Direta	Indireta
Caetité 3 Energia Renovável S.A. - Caetité 3	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Arizona 1 Energia Renovável S.A. - Arizona 1	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Mel 2 Energia Renovável S.A. - Mel 2	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
FE Participações S.A. - FPAR	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Força Eólica do Brasil S.A. - FEB 2	Geração eólica	50,00%	50,00%	50,00%	50,00%
Energia Renováveis do Brasil S.A. - Enerbrasil	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Elektro Renováveis do Brasil S.A. - Elektro Renováveis	Geração eólica	99,99%	0,01%	99,99%	0,01%
Chafariz 1 Energia Renovável S.A. - Chafariz 1	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Chafariz 2 Energia Renovável S.A. - Chafariz 2	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Chafariz 3 Energia Renovável S.A. - Chafariz 3	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Chafariz 6 Energia Renovável S.A. - Chafariz 6	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Chafariz 7 Energia Renovável S.A. - Chafariz 7	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Lagoa 3 Energia Renovável S.A. - Lagoa 3	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Lagoa 4 Energia Renovável S.A. - Lagoa 4	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Canoas 2 Energia Renovável S.A. - Canoas 2	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Canoas 4 Energia Renovável S.A. - Canoas 4	Geração eólica	-	100,00%	-	100,00%
Chafariz 4 - Chafariz 4 Energia Renovável S.A. - Chafariz 4	Geração eólica	-	100,00%	-	-
Chafariz 5 - Chafariz 5 Energia Renovável S.A. - Chafariz 5	Geração eólica	-	100,00%	-	-
Canoas 3 - Canoas 3 Energia Renovável S.A. - Canoas 3	Geração eólica	-	100,00%	-	-
Ventos de Arapua 1 - Ventos de Arapua 1 Energia Renovável S.A. - Arapua 1	Geração eólica	-	100,00%	-	-
Ventos de Arapua 2 - Ventos de Arapua 2 Energia Renovável S.A. - Arapua 2	Geração eólica	-	100,00%	-	-
Ventos de Arapua 3 - Ventos de Arapua 3 Energia Renovável S.A. - Arapua 3	Geração eólica	-	100,00%	-	-
Elektro Operação e Manutenção Ltda - Elektro O&M	Serviços	99,99%	0,01%	99,99%	0,01%
Neoenergia Serviços Ltda - Neoserv	Serviços	99,99%	0,01%	99,99%	0,01%
Neoenergia Operação e Manutenção S.A. - Neoenergia O&M	Serviços	100,00%	-	100,00%	-
Belo Monte Participações S.A. - Belo Monte	Outros	99,00%	1,00%	99,00%	1,00%
Neoenergia Investimentos S.A. - Neoinvest	Outros				

(ii) **Passivos financeiros:** Os passivos financeiros são classificados como mensurados ao custo amortizado ou VJR. Um passivo financeiro é classificado ao VJR se for classificado como mantido para negociação, caso seja um derivativo ou caso seja designado como tal no momento do reconhecimento inicial. Os passivos financeiros ao VJR são mensurados pelo valor justo e os ganhos e perdas líquidos, incluindo qualquer despesa de juros, são reconhecidos no resultado. Outros passivos financeiros são subsequentemente mensurados ao custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros. Despesas com juros e ganhos e perdas cambiais são reconhecidos no resultado. O Grupo desconhece um passivo financeiro quando suas obrigações contratuais são baixadas ou canceladas ou expiram. No desconhecimento de um passivo financeiro, a diferença entre o valor contábil extinto e a contraprestação paga (incluindo quaisquer ativos não monetários transferidos ou passivos assumidos) é reconhecida no resultado. (iii) **Compensação de saldos ("offsetting"):** Os ativos e passivos financeiros são compensados e o valor líquido apresentado no balanço patrimonial quando, e somente quando, o Grupo tem um direito legal de compensar os valores e pretende liquidá-los em uma base líquida ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente. (iv) **Instrumentos financeiros derivativos e contabilidade de hedge ("hedge accounting"):** O Grupo faz uso de derivativos com o objetivo de proteção das suas exposições ao risco de moeda estrangeira e taxa de juros, 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 e/ou em contas específicas no patrimônio líquido. Política aplicável após de 1º de janeiro de 2018: No início de relacionamentos de *hedge* designados, o Grupo documenta o objetivo e a estratégia de gerenciamento de risco para a realização do *hedge*. O Grupo também documenta a relação econômica entre o item coberto e o instrumento de cobertura, incluindo se as alterações nos fluxos de caixa do item coberto e do instrumento de cobertura devem compensar-se mutuamente. **Hedges de fluxo de caixa:** Quando um derivativo é designado como instrumento de *hedge* de fluxo de caixa, a parcela efetiva das variações no valor justo do derivativo é reconhecida e acumulada em ORA, e são limitadas à mudança cumulativa no valor justo do item protegido por *hedge*, determinado com base no valor presente, desde a designação do *hedge*. Se o *hedge* não mais atender aos critérios de contabilidade de *hedge* ou se o instrumento de *hedge* for vendido, rescindido, exercido ou expirar, a contabilidade de *hedge* será descontinuada prospectivamente. **Política aplicável antes de 1º de janeiro de 2018:** A política aplicada nas informações comparativas apresentadas para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017 é semelhante à aplicada em 2018. No entanto, para todos os *hedges* de fluxo de caixa, os valores acumulados em ORA foram reclassificados para o resultado no mesmo exercício ou exercícios durante os quais o fluxo de caixa futuro esperado protegido por *hedge* afetou o resultado. **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. **c) Contrato de concessão de serviços públicos:** Os Contratos de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica celebrados entre a União (Poder Concedente - Outorgante) e a Coelba, Celpe, Cosern, Elektro Redes, Afluente T, SE Naranandiba, Potiguar Sul, EKT1, EKT2, EKT12, EKT13, EKT14 e EKT15, respectivamente, regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição e transmissão pelas companhias e estabelecem que: **Distribuidoras:** De acordo com os contratos de concessão; • Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização. • O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido. Com base nas características estabelecidas nos contratos de concessão, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 (IFRIC 12) - Contratos de Concessão para as Distribuidoras e do Pronunciamento Técnico CPC 47 - Receita de Contrato com cliente para as Transmissoras, que fornecem orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, de forma a refletir o negócio de distribuição e transmissão de energia elétrica, abrangendo: (i) Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. (ii) Parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) classificada como um ativo intangível em virtude de a sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, neste caso, do consumo de energia pelos consumidores. A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição, é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber: (i) Parte através do consumo de energia efetuado pelos consumidores (emissão do faturamento mensal da medição de energia consumida/vendida) durante o prazo da concessão. (ii) Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa. **Transmissoras:** De acordo com o contrato de concessão, uma transmissora de energia é responsável por transportar a energia dos centros de geração até os pontos de distribuição. Para cumprir essa responsabilidade, a transmissora possui duas obrigações de desempenho distintas: (i) construir e (ii) manter e operar a infraestrutura de transmissão. Ao cumprir essas duas obrigações de desempenho, a transmissora de energia mantém sua infraestrutura de transmissão disponível para os usuários e em contrapartida recebe uma remuneração denominada Receita Anual Permitida (RAP), durante toda a vigência do contrato de concessão. Estes recebimentos amortizam os investimentos feitos nessa infraestrutura de transmissão. Eventuais investimentos não amortizados geram o direito de indenização do Poder Concedente (quando previsto no contrato de concessão), que recebe toda a infraestrutura de transmissão ao final do contrato de concessão. Até 31 de dezembro de 2017, a infraestrutura de transmissão era classificada como ativo financeiro sob o escopo do ICPC 01 / IFRIC 12 e mensurada ao custo amortizado. Eram contabilizadas receitas de construção e de operação com margem zero, além da receita de remuneração da infraestrutura de concessão com base na TIR de cada projeto, juntamente com a variação do IPCA. Com a entrada em vigor em 01 de janeiro de 2018 do CPC 47 / IFRS 15, o direito à contraprestação por bens e serviços condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho e não somente a passagem do tempo enquadram as transmissoras nessa norma. Com isso, as contraprestações passam a ser classificadas como um "Ativo de Contrato". As receitas relativas à infraestrutura de transmissão passam ser mensuradas da seguinte forma: (i) Reconhecimento de receita de construção, tendo por base a parcela da RAP destinada ao investimento do ativo, que considera a margem de construção de acordo com as projeções iniciais do projeto. Toda a margem de construção é recebida durante a obra e variações positivas ou negativas do custo de construção são alocadas imediatamente ao resultado, no momento que incorridas. Para estimativa referente a Receita de Construção, a Companhia utilizou um modelo que apura o custo de financiar o cliente (no caso, o poder concedente). A taxa definida para o valor presente líquido da margem de construção (e de operação) é definida no momento inicial do projeto e não sofre alterações posteriores, sendo apurada de acordo com o risco de crédito do cliente e prazo de financiamento. (iii) Reconhecimento da receita de operação e manutenção decorrente dos custos incorridos e necessários para cumprir obrigações de performance de operação e manutenção previstas em contrato de concessão, após o término da fase de construção. (iii) Reconhecimento de receita de remuneração sobre o ativo contratual reconhecido, registra-se também uma receita de remuneração financeira, a partir da entrada em operação, sob a rubrica Remuneração do ativo contratual, utilizando a taxa de desconto definida no início de cada projeto. A infraestrutura recebida ou construída da atividade de transmissão é recuperada através de dois fluxos de caixa, a saber: (i) Parte através de valores a receber garantidos pelo poder concedente relativa à remuneração anual permitida (RAP) durante o prazo da concessão. Os valores da RAP garantida são determinados pelo Operador Nacional do Setor Elétrico - ONS conforme contrato e recebidos dos participantes do setor elétrico por ela designados pelo uso da rede de transmissão disponibilizada. (ii) Parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa. **d) Ajuste a valor presente de ativos e passivos:** Os ativos e passivos monetários de longo prazo são atualizados monetariamente e, portanto, estão ajustados pelo seu valor presente. O ajuste a valor presente de ativos e passivos monetários de curto prazo é calculado, e somente registrado, se considerado relevante em relação às demonstrações financeiras tomadas em conjunto. Para fins de registro e determinação de relevância, o ajuste a valor presente é calculado levando em consideração os fluxos de caixa contratuais e a taxa de juros explícita, e em certos casos implícita, dos respectivos ativos e passivos, com base nas análises efetuadas e na melhor estimativa da administração. **e) Subvenções governamentais:** São reconhecidas inicialmente como receitas diferidas pelo seu valor justo, quando existe razoável segurança de que elas serão recebidas e que a Companhia irá cumprir as condições associadas com a subvenção e são posteriormente reconhecidas no resultado como "Outras Receitas", em uma base sistemática ao longo da vida útil do ativo. As subvenções que visam compensar a Companhia por despesas incorridas são reconhecidas no resultado como "Outras Receitas" em uma base sistemática durante os exercícios em que as despesas correlatas são registradas. **f) Valores a compensar (repassar) da parcela A:** Referem-se aos ativos e passivos decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados (Parcela A e outros componentes financeiros) que são incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa. Essa diferença constitui um direito a receber sempre que os custos homologados e incluídos na tarifa são inferiores aos custos efetivamente incorridos, ou uma obrigação quando os custos homologados e incluídos na tarifa são superiores aos custos efetivamente incorridos. Esses valores serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo período tarifário ou, em caso de extinção da concessão com a existência de saldos apurados que não tenham sido recuperados, serão incluídos na base de indenização já prevista quando da extinção, por qualquer motivo, da concessão. **g) Impairment de ativos não financeiros:** A Administração revisa anualmente os eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas de cada ativo ou unidade geradora de caixa (UGC), 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. Perdas por redução no valor recuperável são reconhecidas no resultado e são revertidas somente na condição em que o valor contábil do ativo ou da UGC não exceda o valor contábil que teria sido apurado, caso nenhuma perda por redução ao valor recuperável tivesse sido reconhecida para o ativo ou UGC em exercícios anteriores. A reversão da perda por redução ao valor recuperável é reconhecida imediatamente no resultado. Uma UGC é definida como o menor grupo identificável de ativos que geram fluxos de entrada de caixa independente dos fluxos de entrada de caixa de outros ativos ou grupo de ativos. O valor recuperável de uma UGC é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor justo deduzido das despesas de venda. Na estimativa do valor em uso do ativo, os fluxos de caixa futuros estimados são descontados ao seu valor presente, utilizando uma taxa de desconto antes dos impostos que reflita o custo médio ponderado de capital para o segmento em que opera a UGC. O valor justo é determinado, sempre que possível, com base em contrato de venda firme em uma transação em bases comutativas, entre partes conhecedoras e interessadas, ajustado por despesas atribuíveis à venda do ativo, ou, quando não há contrato de venda firme, com base no preço de mercado de um mercado ativo, ou no preço da transação mais recente com ativos semelhantes. Evidência objetiva de que ativos não financeiros tiveram perda de valor inclui: • Indicativos observáveis de redução significativas do valor do ativo; • Mudanças tecnológicas, de mercado, econômico ou legal na qual a entidade opera o ativo; • Aumento de taxas de juros praticados no mercado de retorno sobre investimentos afetando a taxa de desconto utilizado pela Companhia; • O valor contábil do patrimônio líquido da entidade é maior do que o valor de suas ações no mercado; • Evidência disponível de obsolescência ou de dano físico de um ativo; • Descontinuidade ou reestruturação da operação à qual um ativo pertence; • Dados observáveis indicando que o desempenho econômico de um ativo é ou será pior que o esperado. Nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2018 e 2017, a Companhia efetuou análise para alguns de seus ativos os quais apresentaram indicativos de deterioração ou perda ao valor recuperável, não tendo sido constatada necessidade de reconhecimento de perda por redução ao valor recuperável. **h) Benefícios a empregados:** Planos de contribuição definida: As obrigações por contribuições aos planos de contribuição definida são reconhecidas no resultado como despesas com pessoal quando os serviços relacionados são prestados pelos empregados. As contribuições pagas antecipadamente são reconhecidas como um ativo na extensão em que um reembolso de caixa ou uma redução em pagamentos futuros seja provável. **Planos de benefício definido:** A obrigação líquida do Grupo para os planos de benefício definido é calculada para cada um dos planos com base na estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados no exercício atual e em exercícios anteriores. Esse valor é descontado ao seu valor presente e é apresentado líquido do valor justo de quaisquer ativos do plano. A avaliação atuarial dos planos de benefícios definidos é calculada pelo método do crédito unitário projetado. Quando o cálculo resulta em um potencial ativo para a Companhia, o ativo a ser reconhecido é limitado ao valor presente dos benefícios econômicos disponíveis na forma de reembolsos futuros do plano ou redução nas futuras contribuições ao plano. Para calcular o valor presente dos benefícios econômicos são levadas em consideração quaisquer exigências mínimas de custeio aplicáveis. O ativo líquido do plano de benefícios é avaliado pelos valores de mercado (marcação a mercado). As premissas econômicas e financeiras para efeitos dessa avaliação atuarial são discutidas com os atuários independentes e aprovadas pela Administração da Companhia. **i) Imposto de renda e contribuição social:** O imposto de renda e a contribuição social do exercício corrente e diferido são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescidas do adicional de 10% sobre o lucro tributável excedente de R\$ 240 para imposto de renda e 9% sobre o lucro tributável para contribuição social sobre o lucro líquido, e consideram a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real do exercício. A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda e contribuição social correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado a menos que estejam relacionados à combinação de negócios ou a itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes. (i) Despesas de imposto de renda e contribuição social corrente: A despesa de imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber estimado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores. O montante dos impostos correntes a pagar ou a receber é reconhecido no balanço patrimonial como ativo ou passivo fiscal pela melhor estimativa do valor esperado dos impostos a serem pagos ou recebidos que reflete as incertezas relacionadas a sua apuração, se houver. Ele é mensurado com base nas taxas de impostos decretadas na data do balanço. Os ativos e passivos fiscais correntes são considerados somente se certos critérios forem atendidos. (ii) Despesas de imposto de renda e contribuição social diferido: O IRPJ e a CSL diferidos são calculados sobre as diferenças entre os saldos dos ativos e passivos das Demonstrações Financeiras e as correspondentes bases fiscais utilizadas no cálculo do IRPJ e da CSL correntes. A probabilidade de recuperação destes saldos é revisada no fim de cada exercício e, quando não for mais provável que bases tributáveis futuras estejam disponíveis e permitam a recuperação total ou parcial destes impostos, o saldo do ativo é reduzido ao montante que se espera recuperar. **j) Provisões:** As provisões são reconhecidas em função de um evento passado quando há uma obrigação legal ou construtiva que possa ser estimada de maneira confiável e se for provável a exigência de um recurso econômico para liquidar esta obrigação. Quando aplicável, as provisões são apuradas através do desconto dos fluxos de desembolso de caixa futuros esperados a uma taxa que considera as avaliações atuais de mercado e os riscos específicos para o passivo. **k) Provisão para Perdas Esperadas de Créditos de Liquidação Duvidosa ("PPECLD"):** A PPECLD 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. O Grupo possui políticas para cálculo da provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa cuja metodologia tem como premissa de provisionamento o histórico do comportamento de pagamento dos clientes, baseado na experiência histórica das perdas efetivas. As baixas de títulos a receber para perdas são efetuadas após esgotadas todas as ações de cobrança administrativa e obedecem aos prazos e valores definidos pela legislação fiscal em vigor. O Grupo aplicou inicialmente o CPC 48 / IFRS 9 a partir de 1º de janeiro de 2018. Informações adicionais sobre as políticas contábeis do Grupo relacionadas a provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa e o efeito da aplicação inicial do CPC 48 / IFRS 9 estão descritas na Nota 4.6. As informações sobre a exposição do Grupo a riscos de crédito e de mercado estão incluídas na Nota 29. **l) Reconhecimento de receita:** A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia, podendo ser confiavelmente mensurados. A receita é mensurada pelo valor justo da contraprestação recebida ou a receber líquidas de quaisquer contraprestações variáveis, tais como descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares. A receita operacional é composta pela receita de fornecimento de energia elétrica (faturada ou não faturada), receita de construção e outras receitas relacionadas a outros serviços prestados pelas controladas da Companhia. O faturamento, e respectivo reconhecimento da receita, dos serviços de distribuição de energia elétrica são efetuados de acordo com o calendário de leitura estabelecido pelas controladas. A receita não faturada corresponde à energia elétrica entregue e não faturada ao consumidor, e é calculada em base estimada, até a data do balanço. Essa estimativa de receita não faturada é calculada utilizando como base o volume total de energia disponibilizada no mês e o índice anualizado de perdas técnicas e comerciais. As controladas contabilizam receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição e transmissão de energia elétrica. Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo com informações divulgadas por aquela entidade ou por estimativa da Administração. A Companhia utiliza-se das seguintes premissas para venda de energia na CCEE, a prévia da medição da Usina extraída do sistema de coleta de dados de energia da CCEE, prévia da perda interna com base no histórico e perda da rede básica conservadora em 3%, contratos de compra e venda definidos no curto prazo além daqueles vigentes à época, valor do PLD (realizado e previsto) divulgado pela CCEE e prévia do GSF de acordo com as informações disponibilizadas pela ONS (Operador Nacional do Sistema). O Grupo aplicou inicialmente o CPC 47 / IFRS 15 a partir de 1º de janeiro de 2018. Informações adicionais sobre as políticas contábeis do Grupo relacionadas a contratos com clientes e o efeito da aplicação inicial do CPC 47 / IFRS 15 estão descritas na Nota 4.6. **m) Receitas e despesas financeiras:** A receita e a despesa de juros são reconhecidas no resultado pelo método dos juros efetivos. A Companhia classifica juros recebidos como fluxos de caixa das atividades de investimento. **n) Demonstrações do valor adicionado:** A Companhia elaborou demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras conforme BR GAAP aplicável às companhias abertas, enquanto para as IFRS representam informação financeira suplementar. **o) 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. **p) Combinação de negócios:** Nas demonstrações financeiras consolidadas, as aquisições de negócios são contabilizadas pelo método de aquisição. A contrapartida transferida em uma combinação de negócios é mensurada pelo valor justo, que é calculada pela soma dos valores justos dos ativos transferidos pela Companhia, dos passivos incorridos na data da aquisição e devidos aos então acionistas controladores da adquirida e das participações emitidas em troca do controle da adquirida. Os ativos, passivos de uma controlada são mensurados pelo respectivo valor justo na data de aquisição. Qualquer excesso do custo de aquisição sobre o valor justo dos ativos líquidos identificáveis adquiridos é registrado como ágio. Nos casos em que o custo de aquisição seja inferior ao valor justo dos ativos líquidos identificados, a diferença apurada é registrada como ganho na demonstração dos resultados do exercício em que ocorre a aquisição. Os custos de transação, que não sejam aqueles associados com a emissão de títulos de dívida ou de participação acionária, os quais a Companhia incorre com relação a uma combinação de negócios, são reconhecidos como despesas à medida que são incorridos. **q) Informações por segmento:** Um segmento operacional é um componente da Companhia (i) que possui atividades operacionais através das quais gera receitas e incorre em despesas, (ii) cujos resultados operacionais são regularmente revisados pela Administração na tomada de decisões sobre alocação de recursos e avaliação da performance do segmento, e (iii) para o qual haja informações financeiras individualizadas. A Administração da Companhia utiliza-se de relatórios para a tomada de decisões estratégicas segmentando os negócios em (i) atividades de distribuição e transmissão de energia elétrica ("Redes"); (ii) atividades de geração de energia termelétrica e atividades de comercialização de energia ("Liberalizado"); (iii) atividades de geração de energia elétrica por fontes eólicas e hidráulicas ("Renováveis") e (iv) atividades *back-office* e suporte às operações ("*Holding*"). **4.6. Principais mudanças nas políticas contábeis:** I - Pronunciamento Técnico CPC 47 - Receita de Contratos com Clientes (IFRS 15 - *Revenue from Contracts with Customers*): O Grupo adotou o CPC 47/IFRS 15 usando o método de efeito cumulativo, com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018. Como resultado, o Grupo não aplicou os requerimentos exigidos pela norma para o exercício comparativo apresentado. Esta norma requer que o Grupo deve reconhecer receitas para descrever a transferência de bens ou serviços prometidos a clientes no valor que reflita a contraprestação à qual o Grupo espera ter direito em troca desses bens ou serviços. Portanto, 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. O Grupo é avaliado pela ANEL em diversos aspectos no for-

necimento 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 no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC, DMIC e DICRI. As informações sobre os indicadores de performance e o referido impacto contábil após a adoção do CPC 47 / IFRS 15 é como segue apresentado abaixo:

Tipo de produto / serviço	Natureza e momento de satisfação das obrigações de desempenho, incluindo prazos de pagamento significativos	Reconhecimento de receita de acordo com o CPC 47 / IFRS 15 (aplicável a partir de 1º de janeiro de 2018)	Reconhecimento de receita sob o CPC 30 / IAS 18 (aplicável antes 1º de janeiro de 2018)
Receitas de uso da rede de distribuição (TUSD)	Indicadores de continuidade de serviços individuais. Descumpridos os indicadores, o Grupo é obrigado a ressarcir os clientes, através de penalidades que são descontadas na fatura de consumo de energia.	A receita deve ser reconhecida de forma líquida de contraprestação variável. Portanto, as penalidades devem ser contabilizadas como redutoras da TUSD.	A receita deve ser reconhecida valor justo, deduzida de quaisquer descontos comerciais e/ou bonificações. Portanto, as penalidades eram contabilizadas como despesa operacional.

A norma determina ainda que o Grupo só pode contabilizar os efeitos de um contrato com um cliente quando for provável que receberá a contraprestação à qual terá direito em troca dos bens ou serviços que serão transferidos. Contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso, deixaram de ter as respectivas receitas reconhecidas. A norma requer ainda que o direito ao recebimento de contraprestação em troca de bens e serviços transferidos para um cliente deve ser classificado como ativo contratual quando esse direito estiver condicionado ao cumprimento de obrigações de desempenho e não somente a passagem do tempo. Essa classificação é aplicável para as transmissoras de energia, que mesmo tendo concluído a obrigação de desempenho relativa à construção de suas infraestruturas de transmissão, tem seu direito de receber contraprestação atrelado ao cumprimento de duas outras obrigações de desempenho: manter e operar a infraestrutura de transmissão construída. A tabela a seguir resume o impacto, líquido de impostos, da transição para o CPC 47 / IFRS 15 sobre lucros acumulados em 1º de janeiro de 2018:

Em R\$ mil	Impacto da adoção do CPC 47/IFRS 15 em 1º de janeiro de 2018	
<b>Lucros acumulados</b>		
Ativo contratual		191.288
Juros a incorrer		(382)
Imposto de renda e contribuição social relacionados		(12.623)
<b>Impacto em 1º de janeiro de 2018 Consolidado</b>		<b>178.275</b>
Atribuível a participação dos acionistas não controladores		(16.970)
<b>Impacto em 1º de janeiro de 2018 Controladora</b>		<b>161.305</b>

As tabelas a seguir resumem os impactos da adoção do CPC47/IFRS15 no balanço patrimonial da ompanhia em 31 de dezembro de 2018 e na demonstração do resultado para o encerramento deste ano em cada uma das linhas afetadas. Não houve impacto material na demonstração dos fluxos de caixa da Companhia para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018.

Balanco Patrimonial	2018	Ref.	Reclassificações	2018
	(Apresentado)			(Sem impacto CPC47/IFRS15)
<b>Ativo Circulante</b>				
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	-	(a)	59.057	59.057
Concessão do serviço público (ativo contratual)	51.902	(a)	(51.902)	-
Demais ativos circulantes não impactados	11.445.564		-	11.445.564
<b>Total do Ativo Circulante</b>	<b>11.497.466</b>		<b>7.155</b>	<b>11.504.621</b>
<b>Ativo Não Circulante</b>				
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	9.255.797	(a)	511.975	9.767.772
Concessão do serviço público (ativo contratual)	744.424	(a)	(744.424)	-
Demais ativos não circulantes não impactados	25.066.791		-	25.066.791
<b>Total do Ativo Não Circulante</b>	<b>35.067.012</b>		<b>(232.449)</b>	<b>34.834.563</b>
<b>Total do Ativo</b>	<b>46.564.478</b>		<b>(225.294)</b>	<b>46.339.184</b>
<b>Passivo circulante</b>				
Demais passivos circulantes não impactados	8.030.288		-	8.030.288
<b>Total do Passivo Circulante</b>	<b>8.030.288</b>			<b>8.030.288</b>
<b>Passivo Não Circulante</b>				
Imposto de renda e contribuição diferido	116.544	(b)	(16.451)	100.093
Outros passivos não circulantes	344.794		(10.316)	334.478
Demais passivos não circulantes não impactados	20.496.057		-	20.496.057
<b>Total do Passivo Não Circulante</b>	<b>20.957.395</b>		<b>(26.767)</b>	<b>20.930.628</b>
<b>Patrimônio Líquido</b>				
Reservas de lucros a realizar	234.351	(c)	(161.305)	73.046
Reserva de retenção de lucros	5.772.610	(c)	(19.560)	5.753.050
Demais itens do patrimônio líquido não impactados	11.246.816		-	11.246.816
<b>Total do patrimônio líquido antes das participações de não controladores</b>	<b>17.253.777</b>		<b>(180.865)</b>	<b>17.072.912</b>
Atribuível a participação dos acionistas não controladores	323.018		(17.662)	305.356
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b>	<b>46.564.478</b>		<b>(225.294)</b>	<b>46.339.184</b>

(a) Implementação do CPC 47/IFRS15 que define o ativo da concessão das transmissoras de energia como ativo contratual (vide nota 4.5); (b) Impacto dos impostos diferidos sobre a adoção do ativo contratual; (c) Efeito dos ajustes foram refletidos no patrimônio líquido. Os impactos da adoção do IFRS 15 na Demonstração do Resultado do Exercício em 31 de dezembro de 2018 estão abaixo apresentados:

	Saldo apresentado em 2018	Ajustes CPC 47/IFRS 15	Saldos sem adoção do CPC 47/IFRS 15
Receita líquida	25.953.659	72.719	25.880.940
Custo do serviço	(20.877.786)	(83.770)	(20.961.556)
Despesa com vendas	(570.089)	(18.930)	(589.019)
Outras Receitas/(Despesas gerais e administrativas)	(1.115.157)	2.812	(1.112.345)
Resultado de participações societárias	(120.741)	-	(120.741)
Resultado financeiro	(1.168.966)	-	(1.168.966)
Imposto de renda e contribuição social	(506.969)	6.920	(500.049)
<b>Lucro líquido do exercício</b>	<b>1.593.951</b>	<b>(20.249)</b>	<b>1.614.200</b>
<b>Atribuível a:</b>			
Acionistas controladores	1.536.330	(19.560)	1.555.890
Acionistas não controladores	57.621	(689)	58.310

(a) Maior valor de ingresso financeiro devido aumento da base de ativo contratual, sobre a qual calcula-se a remuneração financeira. (b) Reversão da montante de baixa do exercício, parcialmente compensado pela reversão do custo/receita de construção. (c) Impacto dos impostos diferidos sobre a adoção do ativo contratual; (d) Valor total da receita não reconhecida de contratos com clientes que apresentem longo histórico de inadimplência. (e) Valor total de penalidades contabilizado como redução da TUSD. **II - Pronunciamento Técnico CPC 48 - Instrumentos Financeiros (IFRS 9 - Financial Instruments):** O Grupo adotou o CPC 48/IFRS 9 com aplicação inicial a partir de 1º de janeiro de 2018, aproveitando a isenção que lhe permite não reapresentar informações comparativas de exercícios anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros, incluindo perdas de crédito esperadas. Eventuais diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção inicial do CPC 48/IFRS 9 foram reconhecidas nos lucros acumulados. • Classificação e Mensuração- Ativos e passivos financeiros: O CPC 48/IFRS 9 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: (i) mensurados ao custo amortizado, (ii) mensurados ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e (iii) mensurados ao valor justo por meio do resultado (VJR). A norma elimina as categorias existentes no CPC 38/IAS 39. Os novos requerimentos de classificação não produziram impactos na mensuração dos ativos e passivos financeiros do Grupo, conforme demonstrado abaixo, não havendo assim impacto significativo nas informações contábeis.

	Classificação CPC 38/IAS 39	Classificação CPC 48/IFRS 9	Saldo em 01/01/2018
<b>Ativos Financeiros (Circulante/Não circulante)</b>			
Caixa e equivalentes de caixa - Aplicações financeiras	Custo amortizado	Custo amortizado	584.905
Títulos e valores mobiliários - Aplicações financeiras	Mantidos até o vencimento	Custo amortizado	10.778
Contas a receber de clientes e outros	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado	5.236.975
Concessão do Serviço Público - Indenização	Disponível para venda	VJR	7.572.548
Valores a compensar da parcela A e outros itens financeiros	Empréstimos e recebíveis	Custo amortizado	726.423
Caixa e equivalentes de caixa - Cotas de fundos de investimento	VJR	VJR	3.271.415
Títulos e valores mobiliários - Cotas de fundos de investimento	VJR	VJR	9.036
Swap de taxa de juros	VJR	VJR	976.559
<b>Total de ativos financeiros</b>			<b>18.388.739</b>
<b>Passivos financeiros (Circulante/Não circulante)</b>			
Fornecedores	Custo amortizado	Custo amortizado	3.324.055
Empréstimos e financiamentos	Custo amortizado	Custo amortizado	6.233.755
Debêntures	Custo amortizado	Custo amortizado	4.826.390
Empréstimos e financiamentos	VJR	VJR	7.005.399
Debêntures	VJR	VJR	248.686
Swap de taxa de juros	VJR	VJR	43.833
Non-deliverable forwards (NDF)	VJORA	VJORA	4.352
<b>Total de passivos financeiros</b>			<b>21.686.470</b>

• Contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*): Na aplicação inicial do CPC 48 / IFRS 9, o Grupo pode escolher como política contábil continuar aplicando os requerimentos para a contabilidade de *hedge* do CPC 38 / IAS 39 em vez dos novos requerimentos do CPC 48 / IFRS 9, e optou por aplicar os novos requerimentos do CPC 48 / IFRS 9. Os novos requerimentos do CPC 48 / IFRS 9 asseguram um modelo menos restritivo ao *hedge*, exigindo uma relação econômica entre o item coberto e o instrumento de *hedge*, em que o índice de cobertura seja o mesmo que aplicado pela entidade para a gestão de risco. O Grupo já utilizava a contabilidade de *hedge* (*hedge accounting*) para as diferenças de moedas estrangeiras entre a moeda funcional da operação no exterior e a moeda funcional da controladora (Real), em contratos de derivativos para proteger a variabilidade dos fluxos de caixa decorrente de alterações nas taxas de câmbio relativas a empréstimos. A adoção desta norma não gerou nenhum impacto para o Grupo. • Redução ao valor recuperável (*impairment*) - Ativos financeiros e ativos contratuais: O CPC 48/IFRS 9 substituiu o modelo de "perdas incorridas" do CPC 38/IAS 39 por um modelo prospectivo de "perdas de crédito esperadas". 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. As provisões para perdas esperadas foram mensuradas com base nas 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. As perdas estimadas foram calculadas com base na experiência real de perda de crédito nos últimos anos. O Grupo 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. (i) Adoção inicial do CPC 48/IFRS 9 em 01/01/2018 - Diferenças reconhecidas em lucros acumulados.

(ii) **ICPC 22 - Incerteza sobre Tratamento de Tributos sobre o Lucro (IFRIC 23 - Uncertainty over Income Tax Treatments):** Esta interpretação esclarece como aplicar os requisitos de reconhecimento e mensuração do CPC 32 quando há incerteza sobre os tratamentos de tributo sobre o lucro. Nessa circunstância, a entidade deverá reconhecer e mensurar seu tributo corrente ou diferido ativo ou passivo, aplicando os requisitos do CPC 32 com base em lucro tributável (prejuízo fiscal), bases fiscais, prejuízos fiscais não utilizados, créditos fiscais não utilizados e alíquotas fiscais determinados, aplicando esta interpretação. O Grupo está avaliando os impactos da adoção dessa nova norma. (iii) **Outras alterações:** As seguintes normas alteradas e interpretações não deverão ter um impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia:

Pronunciamento Técnico / Interpretação	Propósito das Alterações	Vigência a partir de
Ciclo de melhorias anuais para as IFRS 2015-2017 - Alterações a diversos pronunciamentos contábeis.	<ul style="list-style-type: none"> <li>Alterações em função da edição do CPC 06 (R2);</li> <li>Alterações em participações de longo prazo em coligada, em controlada e em empreendimento controlado em conjunto;</li> <li>Modificações no CPC 33 (R1) em decorrência de alteração, redução ou liquidação do plano;</li> <li>Transição para recursos de pagamento antecipado com compensação negativa;</li> <li>Alterações anuais procedidas pelo IASB do Ciclo de Melhorias 2015 – 2017;</li> <li>Alterações anuais feitas pelo CPC para compatibilizar plenamente pronunciamentos anteriormente emitidos às IFRS.</li> </ul>	1º de janeiro de 2019
CPC 42 – Contabilidade em Economia Hiperinflacionária (IAS 29 - Financial Reporting in Hyperinflationary Economies) e ICPC 23 – Aplicação da Abordagem de Atualização Monetária prevista no CPC (IFRIC 7 - Applying the Restatement Approach under IAS 29 Financial Reporting in Hyperinflationary Economies)	O Comitê de Pronunciamentos Contábeis deliberou oferecer à audiência pública o pronunciamento sobre economia hiperinflacionária e a correspondente interpretação técnica considerando que, apesar da sua inaplicabilidade na situação brasileira atual (tendo em vista que os níveis inflacionários no Brasil estão abaixo dos limites convencionados internacionalmente como hiperinflação), esses normativos contábeis são requeridos nas situações de investidas em países com hiperinflação para que as demonstrações contábeis elaboradas pelas empresas brasileiras estejam completamente convergentes às normas internacionais de contabilidade.	Sem previsão informada pelo CPC
CPC 49 – Contabilização e Relatório Contábil de Planos de Benefícios de Aposentadoria (IAS 26 – Accounting and Reporting by Retirement Benefit Plans)	Este pronunciamento técnico estabelece os princípios aplicados nas demonstrações contábeis de planos de benefícios de aposentadoria. Os planos de benefícios de aposentadoria algumas vezes são referidos por vários outros nomes, tais como “planos de benefício previdenciário”, “planos de pensão”, “planos de aposentadoria” ou “planos de benefício de aposentadoria”. Este pronunciamento considera um plano de benefícios de aposentadoria como a entidade que reporta separada dos empregadores/Instituidores dos participantes no plano. Todos os outros pronunciamentos emitidos pelo CPC se aplicam às demonstrações contábeis de planos de benefícios de aposentadoria na medida em que não forem substituídos por este pronunciamento.	1º de janeiro de 2019
IFRS 9 – Financial Instruments	Alterações ao pronunciamento técnico para inclusão de dispositivos sobre recursos de pré-pagamento com compensação negativa.	1º de janeiro de 2019
IAS 28 – Investments in Associates and Joint Ventures	Alterações ao pronunciamento técnico para inclusão de dispositivos sobre participações de longo prazo em coligadas e joint ventures.	1º de janeiro de 2019
IAS 19 – Employee Benefits	Alterações ao pronunciamento técnico para inclusão de dispositivos sobre alteração do Plano, contingenciamentos/reduções ou liquidação.	1º de janeiro de 2019
Conceptual Framework in IFRS Standards	Aditivos para correção de referências do <i>Conceptual Framework in IFRS Standards</i> .	1º de janeiro de 2020
IFRS 10 – Consolidated Financial Statements e IAS 28 – Investments in Associates and Joint Ventures	Alterações aos pronunciamentos técnicos para inclusão de dispositivos sobre venda ou contribuição com ativos entre um investidor e sua coligada ou empreendimento controlado em conjunto.	Disponível para adoção opcional. Data efetiva para adoção adida indefinidamente.

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.

## 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 às reclassificações, de forma retrospectiva, em seu balanço patrimonial, demonstração do resultado, demonstração do valor adicionado e do fluxo de caixa para o exercício findo em 31 de dezembro de 2017, originalmente publicadas em 19 de fevereiro de 2018 e reapresentadas espontaneamente em 26 de fevereiro de 2018. As mudanças efetuadas não alteram o total do patrimônio líquido e o lucro líquido do exercício. Em consonância com o CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudanças nas Estimativas Contábeis e Correção de erros, os ajustes efetuados foram classificados nas seguintes categorias: • Mudança nas políticas contábeis; • Mudança nas estimativas contábeis; e • Retificação de erro. 5.1 **Balanco Patrimonial findo em 31 de dezembro de 2017.**

Balanco Patrimonial	Ref.	2017 (Apresentado)	Reclassificações	2017 (Reclassificado)
<b>Ativo Circulante</b>				
Caixa e equivalente de caixa	(e)	3.856.320	114	3.856.434
Contas a receber de clientes e outros	(a)/(f)/(g)/(h)/(i)	4.866.182	56.770	4.922.952
Titulos e Valores Mobiliários	(e)	16.817	(116)	16.701
Impostos e contribuições a recuperar	(j)	572.393	157	572.550
Despesas pagas antecipadamente	(l)	55.391	24.908	80.299
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	(b)	19.894	(19.894)	-
Outros ativos circulantes impactados	(a)/(b)/(f)/(g)/(i)	344.678	(30.669)	314.009
Demais ativos circulantes não impactados		1.243.783	-	1.243.783
<b>Total do Ativo Circulante</b>		<b>10.975.458</b>	<b>31.270</b>	<b>11.006.728</b>
<b>Ativo não Circulante</b>				
Benefícios pós-emprego e outros benefícios	(b)	33.296	(20.231)	13.065
Outros ativos não circulantes	(b)	72.030	20.231	92.261
Demais ativos não circulantes não impactados		31.033.715	-	31.033.715
<b>Total do Ativo Não Circulante</b>		<b>31.139.041</b>	<b>-</b>	<b>31.139.041</b>
<b>Total do Ativo</b>		<b>42.114.499</b>	<b>31.270</b>	<b>42.145.769</b>
<b>Passivo Circulante</b>				
Fornecedores	(c)	3.223.571	(2.486)	3.221.085
Empréstimos e financiamentos	(k)	5.138.564	8	5.138.572
Debêntures	(d)	955.289	31.894	987.183
Instrumentos financeiros derivativos	(k)	31.665	(8)	31.657
Encargos setoriais	(h)	428.675	27.615	456.290
Impostos e contribuições a recolher	(j)	876.121	157	876.278
Outros passivos circulantes impactados	(c)/(i)	601.491	5.984	607.475
Demais passivos circulantes não impactados		620.463	-	620.463
<b>Total do Passivo Circulante</b>		<b>11.875.839</b>	<b>63.164</b>	<b>11.939.003</b>
<b>Passivo não Circulante</b>				
Debêntures	(d)	4.119.787	(31.894)	4.087.893
Demais passivos não circulantes não impactados		10.510.519	-	10.510.519
<b>Total do Passivo Não Circulante</b>		<b>14.630.306</b>	<b>(31.894)</b>	<b>14.598.412</b>
<b>Total do patrimônio líquido antes das participações de não controladores</b>		<b>15.379.053</b>	<b>-</b>	<b>15.379.053</b>
Atribuível a participação dos acionistas não controladores		229.301	-	229.301
<b>Total do patrimônio líquido</b>		<b>15.608.354</b>	<b>-</b>	<b>15.608.354</b>
<b>Total do Passivo e Patrimônio Líquido</b>		<b>42.114.499</b>	<b>31.270</b>	<b>42.145.769</b>

(a) Reclassificação dos saldos de cheque cobrança especial que estavam contabilizados na rubrica de Outros ativos circulantes para Contas a receber de clientes e outros, no montante de R\$ 1.300. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (b) Reclassificação dos saldos a receber das fundações que estavam contabilizados na rubrica de Benefício Pós-emprego para Outros ativos circulantes, no montante de R\$ 19.894, e para Outros ativos não circulantes no montante de R\$ 20.231. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (c) Reclassificação do saldo de fornecedores para outros passivos circulantes no valor de R\$ 2.486. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (d) Reclassificação do saldo de debêntures de curto prazo no montante de R\$ 31.894. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (e) Reclassificação de contas com liquidez imediata da rubrica de TVM de curto prazo para caixa e equivalente de caixa no montante R\$ 116. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. (f) Reclassificação de CCRBT - Bandeira tarifária, de outros ativos para contas a receber, sendo o efeito entre linhas que compõe o ativo circulante no valor de R\$ 14.088. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. (g) Reclassificação de serviço de compartilhamento, de outros ativos para contas a receber, sendo o efeito entre linhas que compõe o ativo circulante R\$ 10.265. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. (h) Reclassificação de CDE - Bandeira tarifária não faturada, de contas a receber para encargos setoriais, sendo o efeito entre linhas que compõe o ativo e passivo circulante no montante de R\$ 27.615. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. (i) Reclassificação de ajustes de faturamento, de contas a receber para outros passivos, sendo o efeito entre linhas que compõe o ativo e passivo circulante no valor de R\$ 3.502. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. (j) Reclassificação de contribuição social a recolher, de impostos a recuperar para impostos a recolher, sendo o efeito entre linhas que compõe o ativo e passivo circulante no montante de R\$ 157. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. (k) Reclassificação de encargos de dívida, de derivativos para empréstimos, sendo o efeito entre linhas que compõe o passivo circulante no valor de R\$ 8. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. (l) Reclassificação de outros ativos circulante para despesas pagas antecipadamente, sendo efeito entre linhas que compõe o ativo circulante no montante de R\$ 24.908. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. 5.2 **Demonstração do resultado findo em 31 de dezembro de 2017.**

DRE	Ref.	Apresentado	Reclassificações	Reclassificado
Receita Bruta	(a)	29.705.905	(157.036)	29.548.869
(-) Deduções da receita bruta	(a)/(e)/(f)/(g)/(h)/(i)	(9.188.386)	147.587	(9.040.799)
<b>Receita Líquida</b>		<b>20.517.519</b>	<b>(9.449)</b>	<b>20.508.070</b>
<b>Custo dos Serviços</b>		<b>(16.958.857)</b>	<b>69.137</b>	<b>(16.889.720)</b>
Custo com energia elétrica	(g)/(h)	(11.126.824)	7.207	(11.119.617)
Custo de operação	(b)/(i)/(j)/(k)/(l)	(3.263.442)	61.930	(3.201.512)
Custo de construção		(2.568.591)	-	(2.568.591)
<b>Lucro Bruto</b>		<b>3.558.662</b>	<b>59.688</b>	<b>3.618.350</b>
Despesas com vendas	(b)/(k)	(527.344)	(45.006)	(572.350)
Outras receitas/despesas gerais e administrativas	(c)/(f)/(j)	(710.861)	(6.273)	(717.134)
Resultado de participações societárias		(205.081)	-	(205.081)
<b>Lucro Operacional</b>		<b>2.115.376</b>	<b>8.409</b>	<b>2.123.785</b>
Receitas Financeiras	(c)/(d)/(e)/(l)	2.307.956	484.129	2.792.085
Despesas Financeiras	(d)	(3.693.811)	(492.538)	(4.186.349)
<b>Lucro antes do imposto de renda e contribuição social</b>		<b>729.521</b>	<b>-</b>	<b>729.521</b>
Imposto de renda e contribuição social		(277.992)	-	(277.992)
<b>Lucro líquido do exercício</b>		<b>451.529</b>	<b>-</b>	<b>451.529</b>

(a) Reclassificação do valor de bandeira tarifária de encargo do consumidor para ativo e passivo financeiro setorial, no montante de R\$ 157.127, sendo o efeito entre linhas que compõe a receita líquida. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. (b) Reclassificação de provisão esperada para crédito de liquidação duvidosa, de custos operacionais para despesas com vendas, no montante de R\$ 24.401. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. (c) Reclassificação da receita de multa por inadimplência do consumidor, de receita financeira para receitas gerais e administrativas, no montante de R\$ 8.004. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. (d) Reclassificação entre linhas para apresentação segregada do valor de receita e despesa com instrumentos financeiros, variação monetária, variação cambial e encargos de dívida no montante de R\$ 492.538. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. (e) Reclassificação entre juros, comissões e acréscimo moratório de energia para fornecimento de energia elétrica no montante de R\$ 1.726. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (f) Reclassificação de ICMS sobre Material de Deduções da Receitas para Material (Outras RECEITAS/Despesas gerais e administrativas), no montante de R\$ 4.624. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (g) Reclassificação PROINFA, segregação entre mercado cativo e livre, de custos com energia elétrica (Custos dos serviços) para deduções da receita, no montante de R\$ 17.114. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (h) Reclassificação Proinfa, segregação entre mercado cativo e livre, de deduções da receita para Custos com energia elétrica (Custo dos serviços), no montante de R\$ 9.907. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (i) Reclassificação das taxas de fiscalização do serviço energia elétrica (TFSEE) e Compensação Financeira dos Recursos Hídricos (CFURH) do custo do serviço para deduções da receita nos montantes de R\$ 5.781 e R\$ 2.901, respectivamente. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. (j) Reclassificação Outras Despesas Operacionais – Perda de Custos de Serviços para Outras receitas/despesas gerais administrativas, no montante R\$ 9.653. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (k) Reclassificação do saldo de custo de operação para despesa com vendas no montante de R\$ 20.605. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (l) Reclassificação do saldo de receita financeira para custo de operação no montante de R\$ 1.333. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. 5.3 **Demonstração do valor adicionado em 31 de dezembro de 2017.**

Demonstração do valor adicionado	Ref.	2017 (Apresentado)	Reclassificações	2017 (Reclassificado)
Valor adicionado líquido	(a)/(b)/(c)/(d)/(f)	11.286.002	(144.834)	11.141.168
Valor adicionado recebido em transferência	(e)/(f)/(h)	2.240.781	484.129	2.724.910
<b>Valor adicionado total a distribuir</b>		<b>13.526.783</b>	<b>339.295</b>	<b>13.866.078</b>
<b>Distribuição do valor adicionado</b>				
Pessoal		1.004.560	-	1.004.560
Impostos, Taxas e Contribuições	(a)/(b)/(c)/(d)/(g)	8.347.929	(156.269)	8.191.660
Remuneração de Capitais de Terceiros	(e)	3.722.765	495.564	4.218.329
Remuneração de Capitais Próprios		451.529	-	451.529
<b>Valor adicionado distribuído</b>		<b>13.526.783</b>	<b>339.295</b>	<b>13.866.078</b>

(a) Reclassificação de ICMS sobre Material de Deduções da Receitas para Material (Outras Receitas/Despesas gerais e administrativas), no montante de R\$ 4.624. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (b) Reclassificação PROINFA, segregação entre mercado cativo e livre, de custos com energia elétrica (Custos dos serviços) para deduções da receita, no montante de R\$ 17.114. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (c) Reclassificação PROINFA, segregação entre mercado cativo e livre, de deduções da receita para Custos com energia elétrica (Custo dos serviços), no montante de R\$ 9.907. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (d) Reclassificação do valor de bandeira tarifária de impostos, taxas e contribuições para valor adicionado líquido, no montante de R\$ 157.127. Esse ajuste é classificado como alteração de política contábil. (e) Reclassificação entre linhas para apresentação segregada do valor de receita e despesa com instrumentos financeiros, variação monetária, variação cambial e encargos de dívida no montante de R\$ 492.538. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. (f) Reclassificação da receita de multa de migração de clientes, de resultado financeiro para receita operacional, no montante de R\$ 9.909. Esse ajuste é classificado como alteração de política contábil. (g) Reclassificação entre juros, comissões e acréscimo moratório de energia para fornecimento de energia elétrica no montante de R\$ 1.726. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (h) Reclassificação do saldo de receita financeira para custo de operação no montante de R\$ 1.333. Esse ajuste é classificado como retificação de erro.

## 5.4 Demonstração do fluxo de caixa em 31 de dezembro de 2017.

Demonstração do fluxo de caixa	Ref.	2017 (Apresentado)	Reclassificações	2017 (Reclassificado)
Lucro do exercício antes dos impostos	(a)	729.521	(729.521)	-
Lucro líquido do exercício	(a)	-	451.529	451.529
Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais	(a)/(b)/(h)/(j)/(k)	1.989.883	223.353	2.213.236
Redução (aumento) dos ativos operacionais	(c)/(e)/(g)/(h)/(i)/(l)/(m)	(1.314.746)	49.367	(1.265.379)
Aumento (redução) dos passivos operacionais	(a)/(c)/(d)/(e)/(g)/(i)/(j)	(789.126)	84.102	(705.024)
Caixa oriundo das atividades operacionais		615.532	78.830	694.362
Fluxo de caixa das atividades de investimento		(969.080)	-	(969.080)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento	(b)/(d)/(f)/(k)/(m)	3.828.933	(78.716)	3.750.217
<b>Aumento no caixa e equivalentes de caixa</b>		<b>3.475.385</b>	<b>114</b>	<b>3.475.499</b>

(a) Reclassificação dos saldos do Lucro do exercício antes dos impostos para Lucro líquido do exercício, gerando impacto nos grupos de ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais e aumento (redução) dos passivos operacionais no montante de R\$ 277.992. Esse ajuste é classificado como mudança na política contábil. (b) Reclassificação dos saldos de depósitos em garantia de Fluxo de caixa das atividades operacionais para Fluxo de caixa das atividades de financiamento, no montante de R\$ 546. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (c) Reclassificação do imposto segregado entre ativo e passivo para melhor apresentação, no montante de R\$ 9.303. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (d) Reclassificação do pagamento de custo de captação, da amortização do principal de empréstimos e financiamentos e debêntures (Fluxo de caixa das atividades de financiamento) para encargos de dívidas e derivativos pagos e liquidação de instrumentos financeiros derivativos (Fluxo de caixa das atividades operacionais), no montante de R\$ 19.072. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (e) Reclassificação dos Juros Selic de Impostos e contribuições a recuperar (Fluxo de caixa das atividades operacionais) para impostos a recolher, no montante de R\$ 3.042. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (f) Reclassificação dos encargos da dívida, no montante de R\$ 864. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (g) Reclassificação do imposto segregado entre ativo e passivo para melhor apresentação, no montante de R\$ 383. Esse ajuste é classificado como retificação de erro. (h) Reclassificação de ajustes de faturamento a devolver, recuperação de receita e atualização monetária do grupo de "Ajustes para conciliar o lucro ao caixa oriundo das atividades operacionais" para "redução (aumento) dos ativos operacionais" no valor de R\$ 28.337. Esse ajuste é classificado como mudança na política contábil. (i) Reclassificação de CDE - Bandeira tarifária não faturada, de contas a receber para encargos setoriais, sendo o efeito entre linhas que compõe o ativo e passivo circulante no valor de R\$ 27.615. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. Esse ajuste é classificado como mudança na política contábil. (j) Reclassificação do valor de instrumentos financeiros de variação no "passivo operacional" para o grupo de "ajustes para conciliar o lucro ao caixa das atividades operacionais" no valor de R\$ 16.034. Esse ajuste é classificado como mudança na política contábil. (k) Reclassificação de Juros sobre obra em andamento (JOA) de variação no "ajustes para conciliar o lucro ao caixa das atividades operacionais" para "atividade de financiamento" no montante de R\$ 5.968. Esse ajuste é classificado como mudança na política contábil. (l) Reclassificação de contas com liquidez imediata de atividade de investimento para caixa e equivalente de caixa no montante R\$ 116. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil. (m) Reclassificação de fundos vinculados de "redução (aumento) dos ativos operacionais" para depósito em garantias em "atividades de financiamento" no montante de R\$ 65.748. Esse ajuste é classificado como mudança de política contábil.

## 6. CONCILIAÇÃO DO LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO

Segue abaixo, quadro da conciliação do resultado entre a controladora e consolidado:

Controladora	Lucro líquido
Amortização do custo de transação no exercício (a)	1.536.846
<b>Consolidado</b>	<b>(516)</b>
	1.536.330

(a) Em dezembro de 2016, a controlada Termopernambuco antecipou junto à instituição financeira os recebíveis que possuía com a controlada Celpe no montante de R\$ 157.773, a um custo de antecipação de R\$19.909, ficando um saldo líquido de R\$ 137.864. Para fins de consolidação, essa operação foi classificada como dívida, e o custo gerado classificado como custo de transação, o qual foi amortizado até a liquidação total da dívida pela Celpe em janeiro de 2018. O efeito no resultado em 31 de dezembro de 2018 foi de R\$ 516.

## 7. ASSUNTOS REGULATÓRIOS

(i) **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. Em 13 de agosto de 2018, a Resolução Normativa ANEEL nº 826, alterou as regras de repasse, conforme proposta de abertura da 2ª fase da Audiência Pública nº 61/2017, onde foi sugerido que os valores mensais dos repasses financeiros da Conta Bandeiras fossem apurados após a publicação prioritária das receitas na área de concessão que as gerou. Desse modo, as empresas devedoras passaram a aportar na CCRBT apenas as receitas excedentes. Já as empresas credoras da CCRBT passaram a receber, a título de repasse, uma parcela desse excedente, proporcional ao seu custo não coberto por seus próprios recursos. Esta alteração aloca, de forma mais eficiente, os recursos provenientes das Bandeiras Tarifárias, mitigando o subsídio cruzado entre as distribuidoras e priorizando a alocação dos recursos nas áreas de concessão de origem. Atualmente, existem quatro faixas de bandeiras: vermelha – patamar 1, um acréscimo de R\$30/MWh, vermelha – patamar 2, cujo acréscimo na tarifa de energia é de R\$50/MWh, amarela, com acréscimo de R\$10MWh e verde, sem acréscimo. Nos doze meses de 2018 e 2017, vigorou as bandeiras tarifárias seguintes:

	Cor da Bandeira	
	2018	2017
jan	Verde	Verde
fev	Verde	Verde
mar	Verde	Amarela
abr	Verde	Verde
mai	Amarela	Vermelha Patamar 1
jun	Vermelha Patamar 2	Vermelha Patamar 1
jul	Vermelha Patamar 2	Verde
ago	Vermelha Patamar 2	Amarela
set	Vermelha Patamar 2	Vermelha Patamar 1
out	Vermelha Patamar 2	Amarela
nov	Amarela	Vermelha Patamar 2
dez	Verde	Vermelha Patamar 2

No exercício findo em 31 de dezembro de 2018, as controladas Coelba, Celpe, Cosern e Elektro Redes reconheceram o montante total de R\$ 984.985 (R\$ 918.919 em 31 de dezembro de 2017) de bandeira tarifária, sendo que deste montante R\$ 53.125 (R\$ 148.552 em 31 de dezembro de 2017) foram repassados para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias CCRBT, criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE. (ii) **Decreto nº 9.642/2018 – Eliminação gradual de subsídios:** O Decreto nº 9.642, de 27 de dezembro de 2018, alterou o artigo 1º do Decreto nº 7.891/2013, que trata da aplicação de descontos tarifários, de modo a vedar a cumulatividade de descontos sobre as tarifas de distribuição de energia elétrica, de maneira a prevalecer o que confira maior benefício ao consumidor (essa situação apenas se aplicava aos consumidores atendidos em baixa tensão como rural, com atividade de irrigação ou aquicultura realizada em horário especial). O decreto também determina que, a partir de 2019, nos processos de reajuste ou revisão tarifária das distribuidoras, os descontos de que trata o § 2º do referido artigo, que são aqueles aplicados aos consumidores classificados como Rural; Cooperativa de Eletroificação Rural; Serviço Público de Água, Esgoto e Saneamento; e Serviço Público de Irrigação; sejam reduzidos à razão de 20% ao ano, até que a alíquota seja zero. Os descontos atualmente conferidos aos consumidores são custeados pela Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, que repassam às distribuidoras o montante de subsídios concedidos. Com a redução desses descontos, as distribuidoras deixam gradualmente de receber recursos da CDE e passam a receber diretamente desses consumidores. (iii) **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, com apoio da CCEE, ocorrem com antecedência de um a sete anos, em relação ao início do suprimento de 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 da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas das variações de 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

**9. CONTAS A RECEBER DE CLIENTES E OUTROS**

	Consolidado	
	2018	2017
Consumidores	4.846.207	4.470.042
Títulos a receber	310.168	368.471
Comercialização de energia na CCEE	244.653	489.790
Disponibilização do sistema de distribuição	490.858	398.066
Serviços prestados a terceiros	33.640	39.892
Serviços taxados e administrativos	27.159	29.699
Subvenções/Subsídios governamentais	313.657	320.611
Outros créditos	222.619	179.855
(-) Provisão para perdas esperadas de créditos de liquidação duvidosa	(984.331)	(1.002.681)
<b>Total</b>	<b>5.504.630</b>	<b>5.293.745</b>
Circulante	5.160.926	4.922.952
Não circulante	343.704	370.793

a) Consumidores:

	Consolidado					
	Saldo vencidos		Total		PPECLD	
	Até 90 dias	Mais de 90 dias	2018	2017	2018	2017
<b>Saldos vincendos</b>						
Setor Privado						
Residencial	548.848	610.227	525.893	1.684.968	1.582.064	(474.238)
Industrial	222.517	69.850	145.544	437.911	421.062	(117.113)
Comercial, serviços e outras	415.845	157.027	157.749	730.621	679.725	(121.497)
Rural	95.614	67.949	116.986	280.549	260.022	(99.475)
<b>Total</b>	<b>1.282.824</b>	<b>905.053</b>	<b>946.172</b>	<b>3.134.049</b>	<b>2.942.873</b>	<b>(861.230)</b>
Setor Público						
Federal	22.040	7.192	2.639	31.871	28.445	(1.159)
Estadual	148.922	39.622	10.454	198.998	177.394	(20.568)
Municipal	130.078	34.565	55.754	220.397	217.470	(38.934)
<b>Total</b>	<b>301.040</b>	<b>81.379</b>	<b>68.847</b>	<b>451.266</b>	<b>423.309</b>	<b>(60.661)</b>
Iluminação pública	76.428	43.068	81.412	200.908	128.225	(20.989)
Serviço público	103.239	15.819	40.768	159.826	158.817	(20.458)
Fornecimento não faturado	900.158	-	-	900.158	816.818	(4.623)
<b>Total</b>	<b>1.079.825</b>	<b>58.887</b>	<b>122.180</b>	<b>1.260.892</b>	<b>1.103.860</b>	<b>(46.070)</b>
Circulante	2.663.689	1.045.319	1.137.199	4.619.801	4.247.331	(901.412)
Não circulante	-	-	-	226.406	222.711	(17.642)

As contas a receber de consumidores no ativo não circulante representam os valores resultantes da consolidação de parcelamentos de débitos de contas de fornecimento de energia vencidos de consumidores inadimplentes e com vencimento futuro, cobrados em contas de energia. Incluem juros e multa calculados pró-rata temporis. A controlada Elektro Redes possui operações de cessão de créditos de contas a receber de clientes, junto a instituições financeiras, com o objetivo de antecipar seu fluxo de caixa. Este contas a receber de clientes foi desconhecido do balanço, tendo em vista que a Controlada transferiu para a instituição financeira todos os riscos e benefícios dos recebíveis cedidos sem direito de regresso, sendo o custo da transação da cessão de crédito reconhecido como despesa financeira. As informações a seguir mostram o valor contábil do contas a receber cedido e a apuração do custo da transação da cessão de crédito:

Valor contábil do contas a receber cedido	132.607
Preço da cessão	(131.348)
<b>Resultado da cessão</b>	<b>1.259</b>

b) Títulos a receber: São contas de fornecimento de energia das empresas geradoras e comercializadoras com os diversos agentes de mercado.

	Consolidado					
	Saldo vencidos		Total		PPECLD	
	vincendos	Até 90 dias	Mais 90 dias	2018	2017	2018
Setor privado	227.021	75.189	7.958	310.168	368.471	(12.109)
<b>Total</b>	<b>227.021</b>	<b>75.189</b>	<b>7.958</b>	<b>310.168</b>	<b>368.471</b>	<b>(12.109)</b>

Os parcelamentos de débitos incluem juros e atualização monetária a taxas, prazos e indexadores comuns de mercado e os valores líquidos do PPECLD são considerados recuperáveis pela Administração da Companhia. c) Subvenções: (c.1) Baixa Renda – Tarifa Social: O Governo Federal, por meio das Leis nºs 12.212 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 2018 é de R\$ 98.718 e referem-se aos meses de outubro, novembro e dezembro de 2018 (R\$ 105.233 em 31 de dezembro de 2017). (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\$ 121.101 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 2018 é de R\$ 214.939 (R\$ 212.013 em 31 de dezembro de 2017). d) Provisão para Perdas Esperadas de Créditos de Liquidação Duvidosa – PPECLD

	Consolidado				
	Consumidores	Títulos a receber	Comercialização de energia na CCEE	Outros créditos	Total
<b>Saldos em 1 de Janeiro de 2017</b>	<b>(932.411)</b>	<b>(5.126)</b>	<b>(116.719)</b>	<b>2.046</b>	<b>(1.052.210)</b>
Adição pela combinação de negócios	(79.050)	-	-	(3.948)	(82.998)
Adições	(427.404)	(1.856)	-	(3.817)	(433.077)
Reversões	160.955	974	61.780	5.221	228.930
Baixados para perdas (incobráveis)	336.674	-	-	-	336.674
<b>Saldos em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>(941.236)</b>	<b>(6.008)</b>	<b>(54.939)</b>	<b>(498)</b>	<b>(1.002.681)</b>
Adoção inicial CPC 48	(36.522)	(1.089)	-	(6.731)	(44.342)
Adições	(604.973)	(8.885)	-	(16.506)	(630.364)
Reversões	320.073	3.279	-	25.506	348.858
Baixados para perdas (incobráveis)	343.604	594	-	-	344.198
<b>Saldos em 31 de Dezembro de 2018</b>	<b>(919.054)</b>	<b>(12.109)</b>	<b>(54.939)</b>	<b>1.771</b>	<b>(984.331)</b>

(i) O Grupo aplicou inicialmente o CPC 48 / IFRS 9 a partir de 1º de janeiro de 2018, conforme descrito na Nota 4.6.

**10. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES A RECUPERAR**

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Imposto de Renda - IR	131.948	60.166	433.544	230.913
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido- CSLL	989	707	72.745	38.888
Imposto sobre Circulação de Mercadorias - ICMS	-	-	540.971	517.805
Programa de Integração Social - PIS	-	-	15.616	18.154
Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS	-	-	82.831	89.686
Instituto Nacional de Seguridade Social - INSS	-	-	23.814	18.483
Imposto sobre Serviços - ISS	-	-	1.259	1.792
Recuperação Fiscal - REFIIS	-	-	2.434	2.413
Outros	134	141	8.943	1.342
<b>TOTAL</b>	<b>133.071</b>	<b>61.014</b>	<b>1.182.157</b>	<b>919.476</b>
Circulante	133.071	61.014	819.838	572.550
Não circulante	-	-	362.319	346.926

(a) Corresponde, principalmente, aos montantes recolhidos quando das apurações tributárias mensais, além das antecipações de aplicações financeiras, retenção de órgãos públicos, retenção na fonte referente a serviços prestados e saldo negativo do IR e base de cálculo negativa da CSLL. (b) Do montante total de ICMS a recuperar, R\$ 420.004 (R\$ 367.933 em 31 de dezembro em 2017) refere-se a ICMS a recuperar sobre Ativo Permanente (CIAP) decorrente das aquisições de bens destinados ao ativo operacional das empresas controladas. (c) PIS e COFINS a compensar decorrente do regime de apuração não-cumulativo.

**11. IMPOSTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS CORRENTES E DIFERIDOS**

A composição dos tributos e contribuições diferidos é a seguinte:

	Consolidado	
	2018	2017
Imposto de renda e contribuição social	208.162	373.517
Diferido ativo	1.142.239	1.125.362
Diferido passivo	(934.077)	(751.845)
Benefício fiscal da mais-valia e reversão da Provisão da Manutenção da Integridade do Patrimônio Líquido (PMIPL)	706.329	793.772
<b>Total</b>	<b>914.491</b>	<b>1.167.289</b>
Ativo	1.031.035	1.303.799
Passivo	(116.544)	(136.510)

O benefício fiscal da mais-valia incorporada refere-se ao crédito fiscal calculado sobre a mais-valia de aquisição incorporada. Com o objetivo de evitar que a amortização da mais-valia afete de forma negativa o fluxo de caixa negativo dos acionistas, foi constituída uma provisão para manutenção da integridade do patrimônio líquido de sua incorporadora (PMIPL). (ii) **Imposto de renda e contribuição social diferido**: As Companhias do Grupo registraram os tributos e contribuições sociais diferidos sobre as diferenças temporárias e prejuízos fiscais, cujos efeitos financeiros ocorrerão no momento da realização dos valores que deram origem as bases de cálculos. O IR é calculado à alíquota de 15%, considerando o adicional de 10%, e a CSLL está constituída a alíquota de 9%.

	Ativo		Passivo	
	2018	2017	2018	2017
	Base de cálculo	Tributo diferido	Base de cálculo	Tributo diferido
Imposto de Renda	506.449	126.612	598.941	149.735
Prejuízos fiscais	420.688	105.172	901.032	225.258
Diferenças temporárias	-	-	(303.840)	(75.960)
Adoção Inicial CPC 47/48	-	-	(4.451)	(1.113)
<b>Total</b>	<b>927.137</b>	<b>231.784</b>	<b>1.499.973</b>	<b>374.993</b>
Contribuição Social				
Prejuízos fiscais	506.463	45.581	598.792	53.892
Diferenças temporárias	420.687	37.862	901.568	81.143
Adoção Inicial CPC 47/48	-	-	(4.451)	(401)
<b>Total</b>	<b>927.150</b>	<b>83.443</b>	<b>1.500.360</b>	<b>135.035</b>
<b>Total</b>	<b>315.227</b>	<b>510.028</b>	<b>(107.065)</b>	<b>(136.510)</b>

A base de cálculo dos tributos diferidos é como segue:

	2018		2017	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	365.654	365.654	263.150	263.150
Provisão para passivo atuarial	762.476	762.476	758.063	758.063
Provisão para contingências	658.858	658.858	590.872	590.872
Provisão agente arrecadador	2.099	2.099	2.099	2.099
Provisão PLR	69.909	69.909	60.398	60.400
Depreciação indedutível (Provisão para contingências ambientais)	6.422	6.422	6.232	6.232
Prejuízo fiscal	506.449	506.463	598.941	598.792
Direito de uso da concessão receita de ultrapassagem	315.083	315.083	325.236	325.236
Perda CCEE/Energia Livre	49.260	49.260	56.263	56.263
Ajuste da quota anual de amortização	101.138	101.138	73.050	73.050
Valor justo de derivativos financeiros	8.236	8.236	(19.928)	(19.928)
Déficit plano previdenciário	181.061	181.061	225.419	225.419
Uso do bem público	9.076	9.076	9.671	9.671
Diferença de amortização de diferido	-	-	(20.336)	(20.336)
Outros	141.680	141.680	380.652	380.596
<b>Total ativo</b>	<b>3.177.401</b>	<b>3.177.415</b>	<b>3.309.782</b>	<b>3.309.579</b>
Passivo (-)				
Depreciação/Amortização acelerada	(9.883)	(9.881)	-	-
Valor justo de derivativos financeiros	(4.622)	(4.622)	(10.893)	(10.893)
Diferença entre o valor justo do ano corrente e o valor justo na adoção inicial	(1.492.499)	(1.492.499)	(1.111.241)	(1.111.241)
Ajuste da quota anual de amortização	(95.596)	(95.596)	(71.386)	(71.386)
Capitalização/(amortização) de juros de acordo com o IFRS	(399.719)	(399.719)	(325.243)	(325.243)
Déficit plano previdenciário	(22.538)	(22.538)	(8.232)	(8.232)
Superávit plano previdenciário	(9.343)	(9.343)	(3.840)	(3.840)
Custo de captação	(57.134)	(57.134)	(31.974)	(31.974)
Adoção Inicial CPC 47/48	(4.450)	(4.450)	-	-
Outros	(462.771)	(487.716)	(693.706)	(522.340)
<b>Total passivo</b>	<b>(2.558.555)</b>	<b>(2.583.498)</b>	<b>(2.256.515)</b>	<b>(2.085.149)</b>
<b>Total Líquido</b>	<b>618.846</b>	<b>593.917</b>	<b>1.053.267</b>	<b>1.224.430</b>

Os estudos técnicos de viabilidade, apreciados e aprovados pelos Conselhos de Administração e apreciados pelo Conselho Fiscal da Companhia e de suas controladas, indicam a plena recuperação dos valores de impostos diferidos reconhecidos. Esses valores correspondem às melhores estimativas da Administração sobre a evolução futura das controladas e do mercado que as mesmas operam.

A expectativa de realização de tributos diferidos ativos está demonstrada a seguir:

	Após 2023				
	2019	2020	2021	2022	2023
116.784	48.833	45.106	28.041	26.946	49.519

A seguir é apresentada reconciliação da (receita) despesa dos tributos sobre a renda divulgados e os montantes calculados pela aplicação das alíquotas oficiais em 31 de dezembro de 2018 e 2017.

	Consolidado			
	2018		2017	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Alíquota do imposto de renda e contribuição social	2.100.920	2.100.920	729.521	729.521
<b>Imposto de renda e contribuição social às alíquotas da legislação</b>	<b>525.230</b>	<b>189.083</b>	<b>182.380</b>	<b>65.557</b>
<b>Efeito das (adições) exclusões no cálculo do tributo</b>	<b>(230.216)</b>	<b>(40.898)</b>	<b>19.891</b>	<b>15.583</b>
Efeito regime lucro presumido	(60.461)	(18.890)	(37.750)	(11.493)
Diferenças permanentes	7.911	2.526	89.849	28.463
Incentivos fiscais e outros	(87.131)	18	(24.762)	1.286
Exclusões	(90.535)	(24.552)	(7.446)	(2.673)
<b>Imposto de renda e contribuição social no período</b>	<b>295.014</b>	<b>148.185</b>	<b>202.271</b>	<b>81.240</b>
Prejuízo fiscal e base negativa de contribuição social gerado (compensado)	38.966	12.633	1.920	694
Outros	9.118	3.053	(1.679)	(6.454)
<b>Imposto de renda e contribuição social no resultado</b>	<b>343.098</b>	<b>163.871</b>	<b>202.512</b>	<b>75.480</b>

	Consolidado			
	2018		2017	
	IR	CSLL	IR	CSLL
Corrente	176.768	89.076	94.825	40.383
Recolhidos e Pagos	138.027	110.177	80.728	49.160
A pagar	11.393	4.568	8.993	(637)
Compensados e deduzidos	163.235	4.782	97.800	6.148
Impostos antecipados a recuperar	(136.470)	(30.599)	(92.696)	(14.288)
Saldo Negativo Baixado (Anos Anteriores)	583	148	-	-
Diferido	166.330	74.795	107.687	35.097
<b>Total</b>	<b>343.098</b>	<b>163.871</b>	<b>202.512</b>	<b>75.480</b>
Alíquota efetiva do imposto de renda e contribuição social	16,32%	7,80%	27,76%	10,35%

A seguir é apresentada reconciliação da despesa dos tributos sobre a renda divulgados em 31 de dezembro de 2018 e 2017.

	2018		2017	
--	------	--	------	--

Controladas	Ref.	Data-base Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício		Data-base Patrimoniais Resultado	Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício																																																																									
		Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido		exercício	Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício																																																																						
GERAÇÃO C III	2018	23.302	325.932	32.488	59.061	257.685	28.929	2018	5.495	2.160.996	54.942	636.081	1.475.468	(228.423)																																																																								
	2017	33.938	326.640	57.125	71.798	231.655	20.644	2017	7.494	2.282.198	56.009	687.200	1.546.483	(230.077)																																																																								
GERAÇÃO CÉU AZUL	2018	61.416	1.811.557	168.340	590.023	1.114.610	(50.893)	2018	161.529	4.909.171	319.964	2.837.194	1.913.542	(173.462)																																																																								
	2017	120.869	1.518.337	563.016	125.565	950.625	1.246	2017	171.993	5.094.604	340.005	2.915.695	2.010.897	(149.055)																																																																								
BAHIA PCH II	2018	-	869	-	-	869	-	2018	114.471	723.220	75.670	266.801	435.848	99.040																																																																								
	2017	-	878	-	-	878	-	2017	82.641	741.313	91.376	291.040	441.538	88.386																																																																								
SANTANA 1	2018	32.238	179.769	24.570	4.913	182.524	24.701	Com relação às empresas Teles Pires Participações e Norte Energia, seguem as informações financeiras, conforme o CPC 45 - Divulgação de Participações de Outras Entidades:																																																																														
	2017	17.099	185.864	11.421	4.579	186.963	7.628	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Data-base</th> <th colspan="2">Ativo</th> <th colspan="2">Passivo</th> <th colspan="2">Lucro líquido (Prejuízo) do exercício</th> </tr> <tr> <th>Resultado</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Líquido</th> <th>exercício</th> <th>exercício</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> </tr> </tbody> </table>							Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício		Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042
Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício																																																																																
Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício																																																																															
2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477																																																																									
2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)																																																																									
2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901																																																																									
2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042																																																																									
SANTANA 2	2018	24.871	144.387	19.911	4.529	144.818	17.348	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Data-base</th> <th colspan="2">Ativo</th> <th colspan="2">Passivo</th> <th colspan="2">Lucro líquido (Prejuízo) do exercício</th> </tr> <tr> <th>Resultado</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Líquido</th> <th>exercício</th> <th>exercício</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> </tr> </tbody> </table>							Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício		Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042
Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício																																																																																
Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício																																																																															
2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477																																																																									
2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)																																																																									
2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901																																																																									
2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042																																																																									
CANOAS I	2018	13.554	206.244	18.926	5.034	195.838	9.559	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Data-base</th> <th colspan="2">Ativo</th> <th colspan="2">Passivo</th> <th colspan="2">Lucro líquido (Prejuízo) do exercício</th> </tr> <tr> <th>Resultado</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Líquido</th> <th>exercício</th> <th>exercício</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> </tr> </tbody> </table>							Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício		Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042
Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício																																																																																
Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício																																																																															
2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477																																																																									
2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)																																																																									
2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901																																																																									
2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042																																																																									
CANOAS II	2018	1.004	2.633	23	-	3.614	(14)	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Data-base</th> <th colspan="2">Ativo</th> <th colspan="2">Passivo</th> <th colspan="2">Lucro líquido (Prejuízo) do exercício</th> </tr> <tr> <th>Resultado</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Líquido</th> <th>exercício</th> <th>exercício</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> </tr> </tbody> </table>							Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício		Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042
Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício																																																																																
Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício																																																																															
2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477																																																																									
2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)																																																																									
2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901																																																																									
2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042																																																																									
CANOAS IV	2018	1.004	2.633	23	-	3.614	(14)	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Data-base</th> <th colspan="2">Ativo</th> <th colspan="2">Passivo</th> <th colspan="2">Lucro líquido (Prejuízo) do exercício</th> </tr> <tr> <th>Resultado</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Líquido</th> <th>exercício</th> <th>exercício</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> </tr> </tbody> </table>							Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício		Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042
Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício																																																																																
Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício																																																																															
2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477																																																																									
2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)																																																																									
2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901																																																																									
2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042																																																																									
LAGOA I	2018	33.897	590.767	35.131	353.156	236.377	(868)	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Data-base</th> <th colspan="2">Ativo</th> <th colspan="2">Passivo</th> <th colspan="2">Lucro líquido (Prejuízo) do exercício</th> </tr> <tr> <th>Resultado</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Líquido</th> <th>exercício</th> <th>exercício</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> </tr> </tbody> </table>							Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício		Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042
Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício																																																																																
Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício																																																																															
2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477																																																																									
2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)																																																																									
2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901																																																																									
2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042																																																																									
LAGOA II	2018	22.401	534.006	56.284	292.973	207.150	4.985	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Data-base</th> <th colspan="2">Ativo</th> <th colspan="2">Passivo</th> <th colspan="2">Lucro líquido (Prejuízo) do exercício</th> </tr> <tr> <th>Resultado</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Líquido</th> <th>exercício</th> <th>exercício</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> </tr> </tbody> </table>							Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício		Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042
Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício																																																																																
Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício																																																																															
2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477																																																																									
2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)																																																																									
2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901																																																																									
2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042																																																																									
LAGOA III	2018	7.594	201.866	14.177	5.019	190.264	9.369	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Data-base</th> <th colspan="2">Ativo</th> <th colspan="2">Passivo</th> <th colspan="2">Lucro líquido (Prejuízo) do exercício</th> </tr> <tr> <th>Resultado</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Líquido</th> <th>exercício</th> <th>exercício</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> </tr> </tbody> </table>							Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício		Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042
Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício																																																																																
Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício																																																																															
2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477																																																																									
2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)																																																																									
2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901																																																																									
2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042																																																																									
LAGOA IV	2018	16.846	198.694	43.523	4.539	167.478	4.522	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Data-base</th> <th colspan="2">Ativo</th> <th colspan="2">Passivo</th> <th colspan="2">Lucro líquido (Prejuízo) do exercício</th> </tr> <tr> <th>Resultado</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Líquido</th> <th>exercício</th> <th>exercício</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> </tr> </tbody> </table>							Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício		Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042
Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício																																																																																
Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício																																																																															
2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477																																																																									
2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)																																																																									
2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901																																																																									
2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042																																																																									
CALANGO I	2018	19.051	114.528	16.130	58.538	58.911	15.550	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Data-base</th> <th colspan="2">Ativo</th> <th colspan="2">Passivo</th> <th colspan="2">Lucro líquido (Prejuízo) do exercício</th> </tr> <tr> <th>Resultado</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Líquido</th> <th>exercício</th> <th>exercício</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>11.258.796</td> <td>(277.975)</td> </tr> <tr> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> <td>2018</td> <td>19.979</td> <td>207.397</td> <td>24.611</td> <td>35.457</td> <td>167.308</td> <td>13.901</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> <td>2017</td> <td>24.316</td> <td>206.695</td> <td>22.553</td> <td>41.981</td> <td>166.477</td> <td>11.042</td> </tr> </tbody> </table>							Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício		Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042
Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício																																																																																
Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício																																																																															
2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477																																																																									
2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	11.258.796	(277.975)																																																																									
2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901	2018	19.979	207.397	24.611	35.457	167.308	13.901																																																																									
2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042	2017	24.316	206.695	22.553	41.981	166.477	11.042																																																																									
CALANGO II	2018	16.815	106.463	12.651	60.549	50.078	14.256	<table border="1"> <thead> <tr> <th colspan="2">Data-base</th> <th colspan="2">Ativo</th> <th colspan="2">Passivo</th> <th colspan="2">Lucro líquido (Prejuízo) do exercício</th> </tr> <tr> <th>Resultado</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Circulante</th> <th>Não circulante</th> <th>Líquido</th> <th>exercício</th> <th>exercício</th> </tr> </thead> <tbody> <tr> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> <td>2018</td> <td>870.676</td> <td>43.043.974</td> <td>3.805.799</td> <td>26.807.077</td> <td>13.301.774</td> <td>904.477</td> </tr> <tr> <td>2017</td> <td>765.221</td> <td>40.955.428</td> <td>3.730.257</td> <td>26.731.596</td> <td>1</td></tr></tbody></table>							Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício		Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	1																																				
Data-base		Ativo		Passivo		Lucro líquido (Prejuízo) do exercício																																																																																
Resultado	Circulante	Não circulante	Circulante	Não circulante	Líquido	exercício	exercício																																																																															
2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477	2018	870.676	43.043.974	3.805.799	26.807.077	13.301.774	904.477																																																																									
2017	765.221	40.955.428	3.730.257	26.731.596	1																																																																																	



2018			2017		
Debêntures	Instrumentos Financeiros		Total	Total (')	
	Dívida	Derivativos (')			
Coelba	2.463.406	(15.880)	2.447.526	660.622	
Celpe	1.912.704	(11.319)	1.901.385	935.183	
Cosern	768.623	(25.052)	743.571	705.162	
NC Energia	34.111	(9.329)	24.782	22.052	
Termope	1.086.841	(53.136)	1.033.705	1.080.207	
Itapebi	100.085	-	100.085	158.316	
Neoenergia	550.279	-	550.279	672.558	
Elektro Redes	1.801.024	-	1.801.024	700.525	
Calango 6	54.952	-	54.952	48.692	
Lagoa 1	52.900	-	52.900	47.533	
(-) Custos de transação	(74.551)	-	(74.551)	(37.851)	
<b>Total Debêntures</b>	<b>8.750.374</b>	<b>(114.716)</b>	<b>8.635.658</b>	<b>4.992.999</b>	
Debêntures - Circulante	892.201	443	892.644	956.842	
Debêntures - Não Circulante	7.858.173	(115.159)	7.743.014	4.036.157	
<b>Endividamento Total</b>	<b>21.056.092</b>	<b>(1.125.958)</b>	<b>19.930.134</b>	<b>17.385.745</b>	
Endividamento Total - Circulante	2.826.044	(85.644)	2.740.404	5.552.331	
Endividamento Total - Não Circulante	18.230.048	(1.040.314)	17.189.730	11.833.414	

(\*) Total líquido de instrumentos financeiros derivativos.

**(II) Condições contratuais dos empréstimos e financiamentos e debêntures da controladora e das controladas**

Credor	Moeda	Objetivo	Encargos financeiros anuais	Vencimento	Garantias	Valor de principal	Saldo em 2018
Banco do Brasil	Real	Capital de Giro / Investimentos	2,5000% a 9,5000% / TJLP + 1,9300% / 108,00% a 122,90% do CDI	2019 a 2030	Aval da Neoenergia / Conta Reserva / Clean	1.980.900	1.160.312
Bank of América	Dólar / Euro	Capital de Giro / NDFs	1,679% / Libor + 1,5000% a Libor + 1,9000% 3,0000% a 6,0000% / TJLP + 1,5900% a TJLP + 3,0600% / SELIC + 2,0900% a SELIC + 2,5300%	2020 a 2022	Aval da Neoenergia / Nota promissória Aval da Neoenergia / Conta Reserva / Cessão Fiduciária / Fiança Bancária	657.800	664.320
BNDES	Real	Investimentos	Libor + 1,9000%	2019 a 2035	Aval da Neoenergia	7.149.021	3.672.406
BNP Paribas	Dólar	Capital de Giro	Libor + 1,9000%	2020	Aval da Neoenergia	157.815	161.678
Citibank	Dólar	Capital de Giro / NDFs	Libor + 1,8000% a Libor + 1,9000%	2020 a 2021	Aval da Neoenergia	254.955	248.656
Elektrobrás	Real	Luz para Todos	5,0000% a 6,0000%	2019 a 2022	Fiança Bancária	102.746	21.112
European Investment Bank	Dólar	Investimentos	2,9730% a 3,4020% / Libor + 0,7690% a Libor + 0,8620%	2025 a 2030	Fiança Bancária	1.327.742	1.226.685
FINEP	Real	Pesquisa e Desenvolvimento	5,0000% / TJLP + 0,5000%	2019 a 2022	Aval da Neoenergia / Fiança Bancária	125.897	19.608
IBM	Real	Investimentos	CDI + 0,2600% a CDI + 0,3100%	2019 a 2020	Aval da Neoenergia	110.923	42.222
Itaú	Dólar	Capital de Giro / NDFs	3,6380% a 4,6495%	2019 a 2021	Aval da Neoenergia / Nota Promissória / Cessão Fiduciária de Swap	1.090.000	1.128.394
JP Morgan	Dólar	Capital de Giro	3,76670%	2020	Aval da Neoenergia	82.750	85.597
Mizuho	Dólar	Capital de Giro	Libor + 1,4000%	2020	Aval da Neoenergia	256.869	161.939
Santander	Real	Capital de Giro / NDFs / Opções	127,50% do CDI	2019	Aval da Neoenergia	41.823	38.966
Sumitomo	Dólar	Capital de Giro	Libor + 1,9000%	2020	Aval da Neoenergia	157.815	161.326
Scotia Bank	Dólar	Capital de Giro	3,4560% a 3,6937%	2021 a 2023	Aval da Neoenergia / Clean	958.199	989.877
MUFG	Dólar	Capital de Giro	109,00% a 124,40% do CDI / CDI + 0,9500% / IPCA + 4,6410% a IPCA + 8,7345%	2022	Aval da Neoenergia	224.181	228.639
Tokyo-Mitsubishi	Dólar	Capital de Giro / NDFs	4,1450%	2020 a 2021	Aval da Neoenergia / Clean	458.934	469.691
Caixa Econômica Federal	Real	Luz para Todos	5,0000% a 6,0000%	2025 a 2026	Aval da Neoenergia / Recebíveis / Fiança Bancária	128.852	90.303
Industrial and Commercial Bank of China	Dólar	Capital de Giro	Libor + 1,9000%	2020	Aval da Neoenergia	110.470	113.919
KFW Bankengruppe	Euro	Investimentos	2,0000%	2026	Aval Governo do Estado de Pernambuco / Fiança Bancária	1.042	413
China Construction Bank	Dólar	Capital de Giro	Libor + 2,3125%	2019	Clean	129.600	132.348
Credores Leasing	Real	Arrendamento edifício e equipamentos de informática	IGP-M	2019 a 2022	Clean	50.068	16.071
Debenturistas	Real	Capital de Giro / Investimentos / Reestruturação da Dívida	109,00% a 124,40% do CDI / CDI + 0,9500% / IPCA + 4,6410% a IPCA + 8,7345%	2019 a 2029	Aval da Neoenergia / Clean	9.343.700	8.635.686
Notistas	Real	Capital de Giro	108,00% a 122,60% do CDI	2019 a 2022	Aval da Neoenergia	411.000	459.966
						<b>25.313.105</b>	<b>19.930.134</b>

**18.1. Empréstimos e financiamentos:** A mutação dos empréstimos e financiamentos e dos seus instrumentos financeiros derivativos vinculados é a seguinte:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira		Total
	Passivo Circulante	Não circulante	Passivo Circulante	Não circulante	
Saldos em 01 de janeiro de 2017	1.512.032	3.342.099	1.776.434	2.364.827	8.995.392
Adição por combinação de negócios	714.137	1.037.700	471.740	716.807	2.940.384
Ingressos	266.426	959.822	500.000	2.229.304	3.955.552
Encargos	440.303	12.916	182.015	34.527	669.761
Variação monetária e cambial	10.558	51.506	86.447	87.049	235.560
Derivativos	-	-	160.747	(74.656)	86.091
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	-	(1.335)	(1.554)	(2.889)
Transferências	852.997	(811.174)	1.897.517	(1.939.340)	-
Amortizações de principal	(1.512.411)	(295)	(1.882.110)	-	(3.394.816)
Pagamentos de juros, custo de captação e outras variações monetárias e cambiais líquidas	(411.554)	(9.790)	(471.656)	-	(893.000)
Mov. depósitos em Garantias	(34.140)	(32.511)	-	-	(66.651)
(-) Custos de transação	15.744	3.921	21.598	630	41.893
Ajustes de consolidação (nota 3.3)	-	(174.531)	-	-	(174.531)
Saldos em 31 de dezembro de 2017	1.854.092	4.379.663	2.741.397	3.417.594	12.392.746
Ingressos	354.479	959.436	-	2.249.076	3.562.991
Encargos	402.564	26.518	263.463	-	692.545
Variação monetária e cambial	10.638	46.189	363.516	801.100	1.221.443
Derivativos	-	-	(346.092)	(734.748)	(1.080.840)
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	-	399	6.210	6.609
Transferências	1.372.160	(1.372.160)	562.003	(562.003)	-
Amortizações de principal	(2.225.391)	(1.800)	(2.682.139)	-	(4.909.330)
Pagamentos de juros, custo de captação e outras variações monetárias e cambiais líquidas	(512.988)	(1.959)	(310.931)	-	(825.878)
(-) Mov. depósitos em garantia	(10.989)	196.799	-	-	185.810
(-) Custos de transação	11.540	134	39	-	11.713
Ajustes de consolidação (nota 6)	-	36.667	-	-	36.667
Saldos em 31 de dezembro de 2018	1.256.105	4.269.487	591.655	5.177.229	11.294.476

A seguir apresentamos as captações do exercício:

Modalidade	Vencimento	Indexadores	Valor Captado
<b>Contratos de Dívida no Mercado Internacional</b>			
Dólar			
4131	nov/2023	PRÉ	1.512.214
4131	jan/2021	LIBOR	150.000
Financiamento	jan/2030	LIBOR	236.862
<b>Taxa média/Subtotal</b>			<b>7,39%</b>
<b>Euros</b>			
4131	jul/2022	PRE	350.000
<b>Taxa média/Subtotal</b>			<b>7,56%</b>
<b>Contratos de Dívida no Mercado Nacional</b>			
Financiamento	jun/2035	TJLP	836.344
Financiamento	mar/2024	SELIC	216.009
Financiamento	nov/2022	PRE	61
Nota Promissória	abr/2019	CDI	250.000
Leasing	mai/2021	IGPM	11.501
<b>Taxa média/Subtotal</b>			<b>8,50%</b>
<b>Taxa média e Total</b>			<b>7,81%</b>

 Além dos indexadores mencionados acima, as captações realizadas no exercício incorrem em *spreads* estabelecidos contratualmente, conforme negociações realizadas com os financiadores. Os vencimentos das parcelas do não circulante são os seguintes:

	Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total
2020	3.132.141	(2.859)	3.129.282
2021	2.079.403	(2.236)	2.077.167
2022	1.806.557	(1.577)	1.804.980
2023	627.424	(798)	626.626
2024	307.147	(201)	306.946
Após 2024	1.548.772	(512)	1.548.260
<b>Total obrigações</b>	<b>9.501.444</b>	<b>(8.183)</b>	<b>9.493.261</b>
(-) Depósitos em Garantias	-	-	(58.646)
Marcação a mercado	-	-	12.101
<b>Total</b>			<b>9.446.716</b>

**Condições restritivas financeiras (covenants):** Os contratos mantidos com diversos credores contêm cláusulas restritivas que requerem a manutenção de determinados índices financeiros apurados com base nas demonstrações financeiras das controladas ou da controladora, com parâmetros pré-estabelecidos, sendo os principais listados abaixo. Controladora: • Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual 4; • EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 1,5 ou 2. Controladas: • Endividamento líquido dividido pelo EBITDA, menor ou igual 3 ou 4; • EBITDA dividido pelo resultado financeiro maior ou igual a 1,5 ou 2. O contrato firmado junto a BNDES, que é apurado anualmente, prevê que no caso de não cumprimento dos índices financeiros, observado em 31 de dezembro de 2017, as Controladas devem constituir garantias reais de 130% do saldo devedor, no prazo de 30 dias da notificação do banco. Em janeiro de 2018, as Controladas constituíram as garantias adicionais conforme previsto em contrato. Vale ressaltar que o descumprimento do índice financeiro não enseja o vencimento antecipado. **18.2. Debêntures:** A mutação das debêntures e dos seus respectivos instrumentos financeiros derivativos é a seguinte:

	Consolidado		
	Circulante	Não circulante	Total
Saldos em 01 de janeiro de 2017	392.243	1.959.372	2.351.615
Adições por combinação de negócios	234.187	638.880	873.067
Ingressos	150.000	2.072.862	2.222.862
Encargos	373.480	1.721	375.201
Variação monetária e cambial	3.247	17.414	20.661
Derivativos	7.758	(10.718)	(2.960)
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	(13.405)	(13.405)
Transferências	620.601	(620.601)	-
Amortizações de principal	(485.153)	(2.201)	(487.354)
Pagamentos de juros, custo de captação e outras variações monetárias e cambiais líquidas	(354.321)	(7.017)	(361.338)
(-) Custos de transação	14.800	(150)	14.650
Saldos em 31 de dezembro de 2017	956.842	4.036.157	4.992.999
Ingressos	-	4.930.000	4.930.000
Encargos	502.557	6.260	508.817
Variação monetária e cambial	9.638	64.737	74.375
Derivativos	(2.183)	(18.872)	(21.055)
Efeito cumulativo marcação a mercado	-	2.056	2.056
Transferências	1.057.204	(1.057.204)	-
Amortizações de principal	(1.191.874)	(14.414)	(1.206.288)
Pagamentos de juros, custo de captação e outras variações monetárias e cambiais líquidas	(461.475)	(40.804)	(502.279)
Recuperação de debêntures (i)	-	(170.147)	(170.147)
(-) Custos de transação	21.935	5.245	27.180
Saldos em 31 de dezembro de 2018	892.644	7.743.014	8.635.658

(i) Em 26 de novembro de 2018, a Controlada Termope recomprou 17.000 debêntures referente à 6ª emissão da própria Companhia. O valor de recompra considera o principal e juros apurados até a data da operação. As debêntures permanecerão em poder da Controlada Termope até que sejam recolocadas no mercado ou canceladas. A seguir apresentamos as emissões de debêntures do exercício:

Empresa	Consolidado		
	Vencimento	Encargos Financeiros Anuais - %	Valor Captado
CELPE	fev/2023	117,30% CDI	500.000
CELPE	jul/2025	IPCA	600.000
ITAPEBI	dez/2020	115% CDI	100.000
COELBA	abr/23	116% CDI	1.200.000
COELBA	ago/25	IPCA	800.000
ELEKTRO REDES	mai/23	CDI	1.000.000
ELEKTRO REDES	mai/23	IPCA	300.000
TERMOPE	ago/2023	CDI	300.000
COSERN	jul/2023	IPCA	130.000
<b>Total</b>			<b>4.930.000</b>

As debêntures das controladas são garantidoras por aval da Companhia. Os vencimentos das parcelas a longo prazo consolidados são os seguintes:

	Consolidado		
	Debêntures	Custos Transação	Total Líquido
2020	1.278.444	(7.168)	1.271.276
2021	662.408	(10.029)	652.379
2022	1.577.533	(10.554)	1.566.979
2023	2.626.812	(12.266)	2.614.546
2024	795.745	(7.934)	787.811
Após 2024	877.664	(6.715)	870.949
<b>Total</b>	<b>7.818.606</b>	<b>(54.666)</b>	<b>7.763.940</b>
Marcação a mercado	-	-	(20.926)
<b>Total</b>			<b>7.743.014</b>

 a) **Condições restritivas financeiras (covenants):** As escrituras de emissões das debêntures das controladas e da controladora contêm cláusulas

Em auxílio à demonstração do fluxo de caixa, segue abaixo a conciliação de passivos resultantes das atividades de financiamento em 31 de dezembro de 2018 e 2017:

	Fluxo de caixa					
	2017	Captações	Amortizações de principal	Pagamentos de juros	Pagamento de custo de captação	Alterações em não caixa (')
Empréstimos e Financiamentos	13.239.162	3.562.991	(4.909.624)	(425.912)	(3.863)	842.964
Debêntures	5.075.076	4.759.853	(1.206.261)	(502.279)	(49.212)	673.197
Fluxo de caixa						
	01/01/2017	Captações	Amortizações de principal	Pagamentos de juros	Pagamento de custo de captação	Alterações em não caixa (')

## 22. OUTROS PASSIVOS

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Consumidores	(a)	-	143.555	143.166
Plano de saúde	-	-	9.466	10.498
Contribuição para custeio do serviço de iluminação pública - COSIP	-	-	51.606	40.232
Caução em garantia	(b)	-	445.970	385.822
Adiantamentos recebidos	-	-	16.102	18.024
Cooperativas - Aquisição de ativos	-	-	-	7.503
Partes relacionadas	-	141.899	-	30.891
Avais contratuais	99.678	56.490	-	-
Obrigação de compra participação Previ	(c)	151.464	151.464	151.464
Repasse a terceiros	-	-	20.540	5.194
Outros	5.471	4.033	90.341	65.498
<b>Total</b>	<b>256.613</b>	<b>353.886</b>	<b>929.044</b>	<b>858.292</b>
Circulante	102.107	56.539	584.250	607.475
Não circulante	154.506	297.347	344.794	250.817

(a) Obrigações perante consumidores de energia elétrica decorrentes de devolução de universalização, contas pagas em duplicidade, ajustes de faturamento e outros. (b) Garantia constituída em espécie para assegurar o cumprimento dos contratos, tanto no que diz respeito a suas cláusulas operacionais, como na obrigatoriedade do pagamento dos encargos dos empregados das empresas fornecedoras de serviços. (c) Em 24 de agosto de 2017, foi aprovada a incorporação da Elektro Holding S.A pela Neoenergia S.A. ("Companhia"). Em 31 de agosto de 2017, a Companhia protocolou perante a CVM o pedido de registro da oferta pública de distribuição primária e secundária de suas ações ordinárias, nos termos da Instrução da CVM nº 400, de 29 de dezembro de 2003, conforme alterada ("Instrução CVM 400" e "Oferta"); e perante a B3 - Brasil, Bolsa, Balcão S.A. ("B3"), o pedido de registro para negociação de ações ordinárias de sua emissão no Novo Mercado da B3 ("Listagem"). O referido pedido de listagem foi cancelado em 14 de dezembro de 2017. De todo modo, o Acordo de Acionistas da Companhia prevê que, dentro de 360 dias, após a liquidação de uma possível oferta pública inicial, a Companhia envie a Previ uma proposta firme para aquisição de suas participações societárias minoritárias na Coelba, Cosern e Afluente-T. Embora a Oferta não tenha sido efetivada, nem haja uma previsão de quando a companhia inicie um novo processo de OPI há a necessidade de registro de um passivo, uma vez que o disposto no Acordo de Acionistas consiste em uma obrigação que deve ser reconhecida a valor justo.

## 23. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

**Capital social:** O capital social subscrito e integralizado em 31 de dezembro de 2018 e 2017 é de R\$ 12.919.982 e R\$ 11.919.982, respectivamente. A composição do capital social realizado por classe de ações (sem valor nominal) e principais acionistas é a seguinte:

	Lote de mil ações			R\$
	Unica	%		
<b>Acionistas</b>				
Iberdrola Energia S.A.	636.576	52,45%	6.775.886	
Previ-Caixa de Prev. dos Func. do Banco do Brasil	463.791	38,21%	4.936.712	
BB - Banco de Investimentos S.A.	113.430	9,34%	1.207.384	
<b>Total</b>	<b>1.213.797</b>	<b>100,00%</b>	<b>12.919.982</b>	
	Lote de mil ações			R\$
	Unica	%		
<b>Acionistas</b>				
Iberdrola Energia S.A.	605.303	52,45%	6.251.436	
Previ-Caixa de Prev. dos Func. do Banco do Brasil	441.006	38,21%	4.554.613	
BB - Banco de Investimentos S.A.	107.858	9,34%	1.113.933	
<b>Total</b>	<b>1.154.167</b>	<b>100,00%</b>	<b>11.919.982</b>	

Na Assembleia Geral Extraordinária da Neoenergia S.A. realizada em 26 de março de 2018 foi aprovado o aumento do capital social da Companhia no montante de R\$ 1.000.000 com a subscrição de 59.630.290 novas ações ordinárias. **Lucro por ação:** O cálculo do lucro básico e diluído por ação em 31 de dezembro de 2018 e 2017 foi baseado no lucro líquido do exercício e o número médio ponderado de ações ordinárias em circulação durante os períodos apresentados, conforme demonstrado a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
Lucro líquido do exercício	1.536.846	418.712	1.536.330	406.088
Média ponderada de ações em poder dos acionistas (*)	1.199.911	848.219	1.199.911	848.219
<b>Lucro do exercício/ Total de ações</b>	<b>1.2808</b>	<b>0.4936</b>	<b>1.2804</b>	<b>0.4788</b>

(\*) Considera o evento ocorrido em 26 de março de 2018 relacionado ao aumento de capital mediante emissão de 59.630.290 novas ações.

**Reserva de transação de capital com os sócios:** Os valores reconhecidos na reserva de transação de capital com os sócios são os seguintes:

	Ref.	1.594.067
Saldo em 31 de dezembro de 2018	(a)/(b)	657.542
Compra de participação na Itapebi pela Termope	(c)	333.430
Compra de participação adicional na Coelba e na Cosern pela Neoenergia		64.747
Obrigação de compra participação Previ (vide nota 22)	(d)	530.361
Valor justo incorporação	(e)	7.987
Ganho participação relativa Coelba		

(a) Em 23 de dezembro de 2013, a controlada Termopernambuco adquiriu participação adicional de 35,4% das ações da controlada Itapebi pela contraprestação de R\$ 503.748. O Grupo passou a deter 77,4% do capital da Itapebi e baixou a participação de não controladores no montante de R\$ 103.458. Com isso, registrou uma redução no patrimônio líquido do consolidado decorrente de transação com sócios no montante de R\$ 400.290. (b) Ajustes decorrentes da aquisição da controlada Termopernambuco em 2014, que adquiriu da controladora Iberdrola S.A.U., um dos controladores do Grupo, a participação adicional de 22,6% das ações da controlada Itapebi pela contraprestação de R\$325.475. Dessa forma, o Grupo passou a deter 100% do capital da Itapebi, gerando um ajuste no patrimônio líquido do consolidado decorrente de transação com os sócios no montante de R\$257.252. (c) Em 27 de fevereiro de 2015, a Neoenergia adquiriu da controladora Iberdrola Energia SAU, a participação de 8,50% das ações da Coelba e 7,01% da Cosern pelas respectivas contraprestações de R\$ 532.101 e R\$ 107.049. Dessa forma a Neoenergia passou a deter 96,34% do capital social da Coelba e 91,48% da Cosern, gerando um ajuste no patrimônio líquido do consolidado decorrente de transação com sócios no montante de R\$ 332.722. Houve um incremento no valor de R\$ 708 mil, após os ajustes de refazimento dos anos de 2013 e 2014, ficando um montante de R\$ 333.430. (d) Este ajuste refere-se à diferença entre o valor justo revisado utilizado pela Incorporação da Elektro Holding de R\$ 4.191.478 e o valor utilizado como base para aumento de capital da Neoenergia de R\$ 4.694.000, além de ajustes de consolidação em função do controle de FEB e FEB 2 no valor de R\$ 27.839. (e) Nos meses de março e julho de 2018 foram homologados aumentos no capital social da Coelba, onde alguns acionistas não controladores não realizaram a subscrição de suas ações, acarretando em alterações no percentual de participação da Neoenergia na controlada. Conforme menciona o ICP 09, as alterações de mudança na participação relativa da Controladora sobre uma controlada, que não resultem na perda de controle, devem ser contabilizadas como transações com sócios. **Reservas de lucros: Reserva de incentivo fiscal nas controladas:** A legislação do imposto de renda possibilita que as empresas situadas na Região Nordeste e Norte, e que atuam no setor de infraestrutura, reduzam o valor do imposto de renda devido para fins de investimentos em projetos de ampliação da sua capacidade instalada. O incentivo fiscal SUDENE, nas controladas Coelba, Celpe, Cosern e Termopernambuco, com validade até 2020, 2023, 2023 e 2024 respectivamente, prevê o benefício fiscal da redução de 75% do IRPJ, calculados com base no lucro da exploração. As controladas apuraram no exercício findo em 31 de dezembro de 2018 o valor de R\$ 84.222 de incentivo fiscal SUDENE (R\$ 27.952 em 31 de dezembro de 2017). **Reserva legal:** A reserva legal é calculada com base em 5% de seu lucro líquido conforme previsto na legislação em vigor, limitada a 20% do capital social. **Outros resultados abrangentes:** Estão sendo reconhecidos em Outros Resultados Abrangentes, os ajustes decorrentes da mudança no conceito de retornos esperados sobre ativos e passivos atuariais de benefício pós-emprego e valor justo dos *hedge* de fluxo de caixa. **Dividendos e juros sobre o capital próprio:** Em reuniões do Conselho de Administração foram aprovadas as seguintes declarações de juros sobre capital e dividendos:

	2018	2017
AGO de 22 de março de 2018	99.444	0,0861609
AGO de 22 de março de 2018	200.556	0,1737668
RCA de 28 de junho de 2018	159.216	0,1311718
RCA de 24 de outubro de 2018	66.000	0,0543748
RCA de 19 de dezembro de 2018	363.146	0,2991818
	<b>888.362</b>	
AGO de 13 de abril de 2017	83.624	0,0142931
AGO de 13 de abril de 2017	216.376	0,0369834
	<b>300.000</b>	

De acordo com o previsto no estatuto social da Companhia, o dividendo mínimo obrigatório é de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação societária

### Dividendos mínimos - sobre o lucro líquido ajustado

	2018	2017
Lucro líquido do exercício - controladora	1.536.846	418.712
Aplicação inicial CPC 48	(60.496)	-
Aplicação inicial CPC 47	161.305	-
Reversão avaliação atuarial - Plano de pensão	1.722	-
Constituição da reserva legal (5%)	(81.969)	(20.936)
Base de cálculo do dividendo	1.557.408	397.776
<b>Dividendos mínimos obrigatórios (25%)</b>	<b>389.352</b>	<b>99.444</b>

A companhia deliberou juros sobre capital próprio e dividendos intermediários no montante de R\$ 522.362 e R\$ 66.000 respectivamente no exercício de 2018, superando os 25% de mínimos obrigatórios. **Dividendos e juros sobre capital próprio:**

	2018	2017
<b>Saldos iniciais</b>	<b>99.444</b>	<b>383.626</b>
Dividendos e juros sobre capital próprio:		
Declarados	788.918	315.818
Imposto de renda retido na fonte - IRRF	(48.415)	-
Pagos no exercício	(510.459)	-
Capitalizados	-	(600.000)
<b>Saldo Final</b>	<b>329.488</b>	<b>99.444</b>

## 24. RECEITA LÍQUIDA

A composição da receita líquida do consolidado por natureza, segmento, região geográfica e suas deduções, é conforme quadros abaixo:

	Segmentos					Total	2017
	2018	2017	2018	2017	2018		
<b>Principais receitas</b>							
Fornecimento de energia elétrica	16.232.518	2.428.208	199.338	-	18.860.064	13.914.304	
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	724.264	237.210	95.934	-	1.057.408	1.413.432	
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	13.455.403	-	-	-	13.455.403	9.964.159	
Remuneração do ativo contratual (vide nota 4.5)	60.821	-	-	-	60.821	54.108	
Valores a receber / compensar da Parcela A e Outros Itens Financeiros	124.048	-	-	-	124.048	1.035.668	
Receita de construção da infraestrutura da concessão (a)	3.544.072	-	-	-	3.544.072	2.568.591	
Receita de operação e manutenção (vide nota 4.5)	18.129	-	-	-	18.129	17.230	
Penalidades contratuais e regulatórias	(18.948)	-	-	-	(18.948)	-	
Outras receitas	685.970	41.082	(12.453)	-	714.599	581.377	
<b>Total da Receita Operacional Bruta reconhecida ao longo do tempo</b>	<b>34.826.277</b>	<b>2.706.500</b>	<b>282.819</b>	<b>-</b>	<b>37.815.596</b>	<b>29.548.869</b>	
(-) Deduções da receita bruta	(11.144.259)	(632.840)	(83.770)	(1.068)	(11.861.937)	(9.040.799)	
<b>Total da Receita Operacional Líquida reconhecida ao longo do tempo</b>	<b>23.682.018</b>	<b>2.073.660</b>	<b>199.049</b>	<b>(1.068)</b>	<b>25.953.659</b>	<b>20.508.070</b>	

(a) Do total Receita de construção da infraestrutura da concessão, o montante de R\$ 3.394.953 refere-se a receita de construção das distribuidoras e R\$ 149.119 refere-se a receita de construção das transmissoras. Adicionalmente, do total do custo de construção apresentado na Demonstração de Resultado de R\$ 3.513.598, o montante de R\$ 3.394.953 refere-se ao custo de construção das distribuidoras e R\$ 118.645 refere-se ao custo de construção das transmissoras.

	Região geográfica					
	Sul	Norte	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Total
<b>Principais receitas</b>						
Fornecimento de energia elétrica	94.570	55.545	11.477.237	251.855	6.980.857	18.860.064
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	-	-	605.189	8.723	443.496	1.057.408
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	-	-	10.572.939	45.718	2.836.746	13.455.403
Remuneração do ativo contratual (vide nota 4.5)	6.507	15.406	15.785	8.787	14.336	60.821
Valores a receber / compensar da Parcela A e Outros Itens Financeiros	-	-	42.089	2.459	79.500	124.048
Receita de construção da infraestrutura da concessão	21.527	-	2.761.712	61.356	699.477	3.544.072
Receita de operação e manutenção (vide nota 4.5)	2.078	5.559	2.662	4.517	3.313	18.129
Penalidades contratuais e regulatórias	(601)	(1.179)	(2.406)	(522)	(14.240)	(18.948)
Outras receitas	6.119	3.504	566.415	18.880	119.681	714.599
<b>Total da Receita Operacional Bruta reconhecida ao longo do tempo</b>	<b>130.200</b>	<b>78.835</b>	<b>26.041.622</b>	<b>401.773</b>	<b>11.163.166</b>	<b>37.815.596</b>
(-) Deduções da receita bruta	-	-	-	-	-	(11.861.937)
<b>Total da Receita Operacional Líquida reconhecida ao longo do tempo</b>	<b>130.200</b>	<b>78.835</b>	<b>26.041.622</b>	<b>401.773</b>	<b>11.163.166</b>	<b>25.953.659</b>

a) Fornecimento de energia: A Composição do fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores é a seguinte:

	R\$	
	2018	2017
<b>Consumidores:</b>		
Residencial	12.717.584	9.356.637
Industrial	2.684.908	1.908.304
Comercial	6.347.662	4.769.543
Rural	1.567.637	1.137.745
Poder público	1.243.932	981.405
Iluminação pública	866.586	626.369
Serviço público	952.418	630.244
Suprimento	2.627.546	2.294.033
Fornecimento não faturado	112.494	43.704
Reclassificação da receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor cativo	(12.034.533)	(9.132.453)
	<b>17.086.234</b>	<b>12.615.529</b>
Subvenção à tarifa social baixa renda	1.773.830	1.298.775
<b>Total</b>	<b>18.860.064</b>	<b>13.914.304</b>

(a) Em atendimento ao Despacho ANEEL n° 1.618 de 23/04/2008, as distribuidoras do Grupo efetuaram a segregação da receita de comer-

cialização e distribuição utilizando uma "TUSD média" calculada a partir da TUSD homologada para consumidores cativos. A tabela abaixo apresenta a composição da receita bruta de fornecimento de energia elétrica, por classe de consumidores, desconsiderando a reclassificação pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor cativo e região geográfica no exercício findo em 31 de dezembro de 2018:

	2018				2017
	Nordeste	Centro-Oeste	Sudeste	Total	
<b>Consumidores:</b>					
Residencial	9.490.482	96.813	3.130.289	12.717.584	9.356.637
Industrial	1.636.223	31.461	1.017.224	2.684.908	1.908.304
Comercial	4.765.128	47.476	1.535.058	6.347.662	4.769.543
Rural	1.111.623	13.680	442.334	1.567.637	1.137.745
Poder público	1.020.718	6.696	216.518	1.243.932	981.405
Iluminação pública	653.229	6.401	206.956	866.586	626.369
Serviço público	634.008	9.552	308.858	952.418	630.244
Fornecimento não faturado	44.138	2.051	66.305	112.494	43.704
<b>Total</b>	<b>19.355.549</b>	<b>214.130</b>	<b>6.923.542</b>	<b>26.493.221</b>	<b>19.453.949</b>

b) Câmara de Comercialização de Energia - CCEE: Os montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia, comercializados no âmbito da CCEE, foram informados pela mesma e referendados pelas Companhias do Grupo. 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.

	Consolidado	
	2018	2017
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor livre	1.420.870	831.706
Receita pela disponibilidade da rede elétrica - consumidor cativo	12.034.533	9.132.453
<b>Total</b>	<b>13.455.403</b>	<b>9.964.159</b>

\* Vide comentários nota (a), acima.

d) Valores a compensar / (repassar) da parcela A e outros itens financeiros:

	Consolidado	
	2018	2017
<b>CVA</b>		
Energia	(334.655)	1.830.871
Encargo de Serviço do Sistema - ESS	139.170	(448.582)
TUST	(5.864)	55.266
Neutralidade dos encargos setoriais	(100.603)	35.837
Outras CVA's	330.916	(157.404)
<b>Outros Itens financeiros</b>		
Energia Eletro nuclear	-	(42)
Exposição Financeira	-	82
Reversão RTE	-	1.533
Revisão Tarifária	587	21.398
Sobrecontratação	(15.528)	(188.823)
Risco Hidrológico	267.751	(277.911)
Efeito das recontabil		

**27. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS**

	Controladora		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017
<b>Receitas Financeiras</b>				
Renda de aplicações financeiras	43.504	22.866	310.478	214.995
Juros e encargos sobre contas de energia em atraso	-	-	202.361	124.545
Varições monetárias e cambial - Dívida	74.233	27.744	2.901.580	1.540.278
Varições monetárias e cambial - Outras receitas	-	-	8.288	19.403
Instrumentos financeiros derivativos	114.263	107.706	2.547.526	793.719
Atualização de depósitos judiciais	2.847	4.408	21.968	29.439
Atualização do ativo financeiro setorial	-	-	62.484	35.105
(-) PIS e COFINS sobre receita financeira	(8.571)	(3.560)	(44.975)	(25.536)
Outras receitas financeiras	137.965	49.284	114.007	60.137
<b>Total</b>	<b>364.241</b>	<b>208.448</b>	<b>6.123.717</b>	<b>2.792.085</b>
<b>Despesas Financeiras</b>				
Encargos de dívidas	(64.374)	(118.754)	(1.100.364)	(878.286)
Varições monetárias e cambial - Dívida	(136.182)	(95.718)	(4.205.364)	(1.737.069)
Varições monetárias e cambial - Outras despesas	-	-	(34.756)	(47.792)
Instrumentos financeiros derivativos	(62.071)	(75.682)	(1.500.502)	(1.002.160)
Benefícios pós emprego e outros benefícios	-	-	(94.439)	(91.692)
IOF	(2.722)	-	(23.715)	(31.614)
Encargos P&D/PEE	-	-	(15.692)	(22.384)
Atualização do passivo financeiro setorial	-	-	-	(17.809)
Atualização provisão para contingências	(58)	(3.304)	(123.363)	(121.721)
Outras despesas financeiras	(71.502)	(132.593)	(194.488)	(235.822)
<b>Total</b>	<b>(336.909)</b>	<b>(426.051)</b>	<b>(7.292.683)</b>	<b>(4.186.349)</b>
<b>Resultado financeiro líquido</b>	<b>27.332</b>	<b>(217.603)</b>	<b>(1.168.966)</b>	<b>(1.394.264)</b>
<b>Resumo das variações monetárias e cambiais</b>				
Empréstimos, financiamentos e debentures	(61.948)	(67.974)	(1.303.785)	(196.791)
Outros	-	-	(29.462)	(28.389)
<b>Total líquido (a)</b>	<b>(61.948)</b>	<b>(67.974)</b>	<b>(1.333.247)</b>	<b>(225.180)</b>

**28. 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:

		Controladora				Vencimento
		Ativo / Passivo		Receita / (Despesa)		
		2018	2017	2018	2017	
<b>Serviços Administrativos</b>						
COELBA	(a)/(b)/(c)	(36.912)	(15.477)	42.649	7.740	2020
CELPE	(a)/(b)	(32.352)	(21.731)	40.181	8.085	2020
COSERN	(a)/(b)	(12.030)	(4.705)	12.128	1.860	2020
ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	(a)/(b)	(425)	(1.935)	5.164	3.033	2020
TERMOPIERNAMBUCO S/A	(b)	(9.842)	(8.466)	18.574	8.466	2019
AFLUENTE TRANSMISSÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	(b)	-	-	19	-	2018
NC ENERGIA S.A.	(a)/(b)	(367)	-	1.855	1.150	2020
ENERBRASIL	(d)	(2.163)	(601)	-	-	2019
FORÇA EÓLICA DO BRASIL S/A	(a)/(b)	184	-	361	355	2020
ELEKTRO REDES	(b)	(2.908)	-	9.809	-	2019
PREVI	(d)	(151.464)	(151.464)	-	-	2018
IBERDROLA ENERGIA	(e)	(44.178)	(23.739)	(44.178)	(104.955)	2018
IBERDROLA GENERACION	(f)	(2.400)	-	-	-	2018
		<b>(294.857)</b>	<b>(228.118)</b>	<b>84.162</b>	<b>(74.266)</b>	
<b>Dividendos e JSCP</b>						
COELBA	(g)	157.898	223.678	-	-	2019
CELPE	(g)	-	57.132	-	-	2019
COSERN	(g)	20.607	19	-	-	2019
ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	(g)	8.691	-	-	-	2019
TERMOPIERNAMBUCO S/A	(g)	15.300	4.747	-	-	2019
BAGUARI I GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA S.A.	(g)	6.789	24.729	-	-	2019
NEOENERGIA OPERAÇÃO E MANUTENÇÃO S.A	(g)	1.026	3.285	-	-	2019
SE NARANDIBA S.A.	(g)	25.529	22.013	-	-	2019
NC ENERGIA S.A.	(g)	89.751	33.294	-	-	2019
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA	(g)	11.998	10.706	-	-	2019
NEOENERGIA SERVIÇOS LTDA	(g)	282	(688)	-	-	2019
GERAÇÃO CIII S.A.	(g)	14.987	36.584	-	-	2019
FORÇA EÓLICA DO BRASIL S/A	(g)	437	437	-	-	2019
FORÇA EÓLICA DO BRASIL I S/A	(g)	8.808	10.566	-	-	2019
FORÇA EÓLICA DO BRASIL II S/A	(g)	5.960	11.138	-	-	2019
ELEKTRO REDES	(g)	115.212	-	-	-	2019
ELEKTRO RENOVÁVEIS	(g)	66.698	11.908	-	-	2019
ELEKTRO COMERCIALIZADORA	(g)	3.434	3.083	-	-	2019
PREVI	(g)	(138.758)	(37.997)	-	-	2019
BANCO DO BRASIL	(g)	(28.846)	(9.293)	-	-	2019
IBERDROLA ENERGIA	(g)	(161.884)	(52.154)	-	-	2019
		<b>223.919</b>	<b>353.187</b>	-	-	
<b>Empréstimos, Aplicação Financeira e Contrato de Mútuo</b>						
ITAPEBI GERAÇÃO DE ENERGIA S.A.	(h)	-	(141.899)	(3.297)	(13.294)	2018
ELEKTRO RENOVÁVEIS	(i)	-	54.857	2.994	1.338	2019
BANCO DO BRASIL	(j)	63.770	85.902	5.019	4.205	2019
EKTT 15-A SERVIÇOS DE TRANSMISSÃO	(k)	2.635	-	-	-	2019
		<b>66.405</b>	<b>(1.140)</b>	<b>4.716</b>	<b>(7.751)</b>	
<b>Adiantamento para futuro aumento de capital (AFAC)</b>						
COELBA	(l)	-	850.000	-	-	2018
GERAÇÃO CÉU AZUL S.A.	(l)	47.707	70.050	-	-	2019
		<b>47.707</b>	<b>920.050</b>	-	-	

As principais transações com partes relacionadas referem-se a: (a) Contratos de locação de imóveis, corrigidos anualmente pela variação do IGP.M. (b) Contrato celebrado com as controladas Coelba, Celpe, Cosern, Itapebi, Termope, Afuente T, NC e Elektro para prestação de garantia corporativa onde a Neoenergia é avaliada de instrumentos financeiros com cobrança de *fee* por Aval. (c) Contrato de cessão de crédito com a controlada Coelba em função da compensação do prejuízo fiscal do débito da PCFN e do PRORELIT de débitos com a Receita Federal do Brasil. (d) Obrigação com a PREVI, conforme descrito na nota 22. (e) Contrato de Prestação de Serviços Administrativos. (f) Contrato de Prestação de serviço de Engenharia Iberdrola Generacion. (g) Dividendos e Juros sobre Capital Próprio. (h) Contrato de mútuo firmado com a Itapebi que foi liquidado em 2018. (i) Contrato de mútuo firmado com a Elektro Renováveis. (j) Contrato de aplicação em fundos de investimentos. (k) Contrato de mútuo firmado com a EKTT 15 A Serviços de Transmissão. (l) Contrato de adiantamento para futuro aumento de capital, junto a sua Controlada Céu Azul.

		Consolidado				Vencimento
		Ativo / Passivo		Receita / (Despesa)		
		2018	2017	2018	2017	
<b>Receita / (Compra) de Energia Elétrica</b>						
NORTE ENERGIA S.A.	(a)	(97.785)	(62.113)	(812.767)	(506.317)	2044
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA	(a)	(7.525)	(7.281)	(61.952)	(60.239)	2040
COMPANHIA HIDROELÉTRICA TELESPIRES	(a)	(27.533)	(37.713)	(282.363)	(364.819)	2044
		<b>(132.843)</b>	<b>(107.107)</b>	<b>(1.157.082)</b>	<b>(931.375)</b>	
<b>Uso e Conexão do Sistema de Transmissão (CUST) e (CTT)</b>						
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA	(a)	3	6	4	48	2043
COMPANHIA HIDROELÉTRICA TELESPIRES	(a)	36	79	37	511	2046
		<b>39</b>	<b>85</b>	<b>41</b>	<b>559</b>	
<b>Serviços Administrativos</b>						
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA	(b)	-	-	7.828	7.292	2020
COMPANHIA HIDROELÉTRICA TELESPIRES	(c)	-	-	777	-	2018
CELPOS / FAELBA / FASERN	(d)	(51.152)	(66.277)	(45.217)	(41.241)	Indeterminado
PREVI	(e)	(151.464)	(151.464)	-	-	Indeterminado
BANCO DO BRASIL	(f)	-	-	(11.499)	(8.401)	2018
IBERDROLA ENERGIA	(g)/(h)	(44.178)	(23.739)	(44.178)	(104.955)	2023
IBERDROLA RENOVÁVEIS	(g)	(9.262)	(11.635)	-	-	Indeterminado
IBERDROLA GENERACION	(i)	(2.400)	(24.447)	(2.400)	(6.637)	2019
		<b>(258.456)</b>	<b>(277.562)</b>	<b>(94.689)</b>	<b>(153.942)</b>	
<b>Dividendos e JSCP</b>						
ENERGÉTICA ÁGUAS DA PEDRA	(j)	11.998	10.706	-	-	2019
ENERGÉTICA CORUMBA III S.A.	(j)	830	404	-	-	2019
OUTROS MINORITÁRIOS	(j)	(8.335)	(11.377)	-	-	2019
PREVI	(j)	(143.434)	(37.997)	-	-	2019
BANCO DO BRASIL	(j)	(28.846)	(9.293)	-	-	2019
IBERDROLA ENERGIA	(j)	(161.884)	(52.154)	-	-	2019
		<b>(329.671)</b>	<b>(99.711)</b>	-	-	
<b>Empréstimos, Aplicação Financeira e Contrato de Mútuo</b>						
BANCO DO BRASIL	(k)/(l)/(m)	(452.782)	(39.403)	35.041	(40.759)	2021
		<b>(452.782)</b>	<b>(39.403)</b>	<b>35.041</b>	<b>(40.759)</b>	

As principais transações com partes relacionadas referem-se a: (a) Contratos de suprimento de energia elétrica, contratos de uso do sistema de transmissão (CUST), Contratos de Uso do Sistema de Distribuição (CUSD), Contratação no Ambiente Regulado (CCEAR) e Contratos de Conexão do Sistema de Transmissão (CCT) firmados entre as Companhias do Grupo. (b) Serviço de manutenção de redes de distribuição de energia elétrica. (c) Prestação de serviço de engenharia especializada para UHE Teles Pires; Prestação de serviço de operação Remota e Escrituração contábil no SAP, preparação de relatórios periódicos para os órgãos reguladores competentes, atendimento à auditoria externa, elaboração das demonstrações financeiras trimestrais e anuais, toda a parte do Tributário e processos transacionais. (d) Contribuições das controladas Coelba, Celpe e Cosern para os fundos previdenciários dos funcionários ativos, calculados sobre as remunerações mensais junto a FASERN. (e) Obrigação com a PREVI, conforme descrito na nota 22. (f) Contrato de serviço de arrecadação das faturas de energia corrigido pelo IPCA. (g) Contrato de prestação de serviços administrativos. (h) Contrato com a Iberdrola decorrente da compra de participação das ações de Coelba e Cosern. (i) Contrato de Prestação de serviço de Engenharia Iberdrola Generacion. (j) Dividendos e Juros sobre capital próprio. (k) Encargos financeiros sobre contratos de empréstimo obtidos junto ao Banco do Brasil S.A. controlador do acionista BB – Banco de investimento S.A.. (l) Contrato de aplicação em fundos de investimentos. (m) Empréstimos contratados junto ao Banco do Brasil S.A. controlador do acionista BB – Banco de Investimento S.A.. 28.1. **Remuneração da administração:** O montante total de remuneração dos administradores da Companhia, para o exercício findo em 31 de dezembro de 2018, é de R\$ 36.103 (R\$ 12.842 em 31 de dezembro de 2017) para a controladora e de R\$ 17.088 (R\$ 36.659 em 31 de dezembro de 2017) para as controladas e referem-se aos valores registrados na contabilidade pelo regime de competência, incluídos nestes montantes os itens abaixo:

	Controladora		Controladas	
	2018	2017	2018	2017
Remuneração recorrente	9.298	6.278	10.404	16.616
Benefícios de Curto Prazo	13.965	5.186	3.917	10.383
Benefícios de Longo Prazo	12.573	1.378	557	7.854
Rescisões contratuais	267	-	2.211	1.806
<b>Total</b>	<b>36.103</b>	<b>12.842</b>	<b>17.089</b>	<b>36.659</b>

Observado o regime de caixa, as AGOs realizadas entre março e abril de 2018 aprovaram o montante de até R\$ 38.740 para a controladora e R\$ 30.934 para as controladas de remuneração global anual aos administradores, como limite de remuneração a ser paga no exercício de 2018. Até dezembro, o montante pago foi de R\$ 29.807 (R\$ 10.049 em 31 de dezembro de 2017) para a controladora e de R\$ 26.217 (R\$ 22.967 em 31 de dezembro de 2017) para as controladas, incluídos neste montante os itens abaixo:

	Controladora		Controladas	
	2018	2017	2018	2017
Remuneração recorrente	18.818	6.518	12.258	13.700
Benefícios de Curto Prazo	4.898	2.863	4.964	5.625
Benefícios de Longo Prazo	5.824	668	7.346	1.838
Rescisões contratuais	267	-	1.650	1.804
<b>Total</b>	<b>29.807</b>	<b>10.049</b>	<b>26.218</b>	<b>22.967</b>

Adicionalmente a Companhia não mantém nenhum programa de remuneração baseado em ações destinado aos seus empregados e/ou administradores.

**29. GESTÃO DE RISCOS FINANCEIROS**

**a) Considerações gerais e políticas internas:** A gestão dos riscos financeiros do Grupo segue o proposto na Política de Riscos Financeiros e na Política de Risco de Crédito do Grupo Neoenergia aprovadas pelo Conselho de Administração, além dos demais normativos financeiros. Dentre as diretrizes previstas nessas Políticas e normativos destacam-se: proteção cambial da totalidade da dívida em moeda estrangeira; avaliação de *hedge* de taxa de juros de dívidas em moeda local; avaliação de *hedge* de desembolsos em moeda estrangeira; diversificação de instrumentos, prazos e contrapartes de dívida e alongamento do prazo médio de pagamento. Além disso, a utilização de derivativos tem como propósito único a proteção e mitigação de riscos, de forma que é proibida a contratação de derivativos exóticos, alavancados ou com propósitos especulativos. O monitoramento dos riscos é feito através de uma gestão de controles que tem como objetivo o acompanhamento contínuo das operações contratadas e do cumprimento dos limites de risco aprovados. O Grupo está exposto a diversos riscos financeiros, dentre os quais se destacam os riscos de mercado, de crédito e de liquidez. **b) Gestão de risco de mercado:** Risco cambial: O Grupo, visando assegurar que oscilações nas taxas de câmbio não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possuía em 31 de dezembro de 2018, operações de *hedge* cambial, para a totalidade de suas dívidas em moeda estrangeira e para seus principais desembolsos e investimentos previstos em moeda estrangeira. As estratégias de *hedge* cambial são descritas no item e) 'Informações complementares sobre os instrumentos derivativos. Risco de taxas de juros: Este risco é oriundo da possibilidade do Grupo incorrer em perdas devido a flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida que impactem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos ou os rendimentos das aplicações financeiras. Desta forma, o Grupo monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas. As estratégias de *hedge* de taxas de juros são descritas no item e) 'Informações complementares sobre os instrumentos derivativos. **c) Gestão de risco de liquidez:** O risco de liquidez é caracterizado pela possibilidade do Grupo não honrar com seus compromissos nos respectivos vencimentos. A gestão financeira adotada pelo Grupo busca constantemente a mitigação do risco de liquidez, tendo como principais pontos o alongamento de prazos dos empréstimos e financiamentos, desconcentração de vencimentos, diversificação de instrumentos financeiros e o

*hedge* das dívidas em moeda estrangeira. O permanente monitoramento do fluxo de caixa permite a identificação de eventuais necessidades de captação de recursos, com a antecedência necessária para a estruturação e escolha das melhores fontes. Havendo sobras de caixa são realizadas aplicações financeiras para os recursos excedentes, com o objetivo de preservar a liquidez do Grupo, de forma que as aplicações sejam alocadas preferencialmente em fundos exclusivos para as empresas do Grupo e tenham como diretriz alocar os recursos em ativos com liquidez diária. Em 31 de dezembro 2018, o Grupo mantinha um total de aplicações no curto prazo de R\$ 3.933.675, sendo R\$ 2.930.841 em fundos exclusivos e R\$ 1.002.834 em outros ativos. Adicionalmente, o Grupo mantinha em 31 de dezembro de 2018 um volume de R\$ 800.000 em *standby credit facilities* para suas Companhias junto a instituições financeiras como estratégia de liquidez. A tabela abaixo demonstra o valor total dos fluxos de obrigações monetizáveis do Grupo, por faixa de vencimento, correspondente ao período remanescente contratual e utiliza para projeção do endividamento do Grupo vigente em 31 de dezembro de 2018, as curvas *futuras* de mercado para os indexadores e moedas.

	2018					Acima de 5 anos
	Valor Contábil	Fluxo de caixa contratual total	2019	2020	2021	
<b>Passivos financeiros não derivativos:</b>						
Empréstimos e financiamentos	12.305.718	16.211.616	2.493.076	4.162.914	2.665.893	2.594.129
Debêntures	8.750.374	12.034.208	1.342.423	1.837.578	1.652.279	2.365.624
Fornecedores	2.760.463	2.262.607	2.149.642	-	-	-
<b>Passivos financeiros derivativos</b>						
Swap cambial e de taxa de juros	(1.098.894)	(1.605.493)	2.734	(434.387)	(239.054)	(295.595)
Non-deliverable Forwards (NDF)	(24.488)	(24.488)	(19.995)	(4.713)	220	-
Opções	(2.576)	(2.576)	(1.061)	(1.515)	-	-

**d) Gestão**

**f) Análise de sensibilidade:** Em atendimento à Instrução CVM nº 475 de 17 de dezembro de 2008, a análise a seguir estima o valor potencial dos instrumentos em cenários hipotéticos de stress dos principais fatores de risco de mercado que impactam cada uma das posições, mantendo-se todas as outras variáveis constantes. - Cenário Provável: Foram projetados os encargos e rendimentos para o período seguinte, considerando os saldos, as taxas de câmbio e/ou taxas de juros vigentes no mercado ao final do período. - Cenário II: considera um choque de 25% nos fatores de risco em relação às taxas de mercado do cenário provável. - Cenário III: considera um choque de 50% nos fatores de risco em relação às taxas de mercado do cenário provável. Para os rendimentos das aplicações financeiras, os cenários II e III consideram uma redução de 25% e 50%, respectivamente, em relação ao cenário provável. Para a análise de sensibilidade dos instrumentos financeiros derivativos o Grupo entende que há necessidade de considerar os passivos objetos de proteção, com exposição à flutuação das taxas de câmbio ou índice de preços e que se encontram registrados no balanço patrimonial. Como 100% das dívidas em moeda estrangeira estão protegidas por *swaps*, o risco de variação da taxa de câmbio é irrelevante, conforme demonstrado no quadro a seguir:

Operação	Moeda	Risco	Cotação	Exposição (Saldo/ Nocial)	Cenário Provável	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
Divida em Dólar		Alta do Dólar		(6.426.048)	-	(1.605.107)	(3.212.245)
Swap Ponta Ativa em Dólar	Dólar(\$)	Queda do Dólar	3,875	6.439.137	-	1.609.756	3.219.511
<b>Exposição Líquida</b>				<b>13.089</b>		<b>4.649</b>	<b>7.266</b>
Divida em Euro		Alta do Euro		(354.076)	-	(88.261)	(176.780)
Swap Ponta Ativa em Euro	Euro(€)	Queda do Euro	4,439	374.200	-	93.552	187.104
<b>Exposição Líquida</b>				<b>20.124</b>		<b>5.291</b>	<b>10.324</b>
Collar				2.586	-	-	-
Item protegido: parte de desembolsos em USD	Dólar(\$)	Queda do Dólar	3,954	-	-	(1.771)	(4.824)
<b>Exposição Líquida</b>				<b>3,875</b>		<b>(1.771)</b>	<b>(4.824)</b>
NDF				27.743	-	-	-
Item protegido: parte de desembolsos em USD	Dólar(\$)	Queda do Dólar		-	-	(109.418)	(218.839)
<b>Exposição Líquida</b>				<b>4,439</b>		<b>(109.418)</b>	<b>(218.839)</b>
NDF				(2.789)	-	-	-
Item protegido: parte de desembolsos em USD	Euro(€)	Queda do Euro		-	-	(50.309)	(100.622)
<b>Exposição Líquida</b>				<b>Queda da Coroa</b>		<b>(50.309)</b>	<b>(100.622)</b>
NDF				0,434	(467)	-	-
Item protegido: parte de desembolsos em USD	SEK			-	-	(13.770)	(27.541)
<b>Exposição Líquida</b>				<b>-</b>		<b>(13.770)</b>	<b>(27.541)</b>

A tabela abaixo demonstra a perda (ganho) devido a variação das taxas de juros que poderá ser reconhecida no resultado do Grupo no período seguinte, caso ocorra um dos cenários apresentados abaixo:

Operação		Indexador	Risco	Taxa no período	Exposição (Saldo/ Nocial)	Cenário Provável	Impacto Cenário (II)	Impacto Cenário (III)
<b>ATIVOS FINANCEIROS</b>								
Aplicações financeiras em CDI								
CDI	Queda do CDI	6,4%	3.848.974	242.870	(60.292)	(120.837)		
<b>PASSIVOS FINANCEIROS</b>								
<b>Empréstimos, Financiamentos e Debêntures</b>								
Dividas em CDI								
CDI	Alta do CDI	6,4%	(6.833.477)	(409.516)	(241.203)	(343.210)		
Swaps Dólar x CDI (Ponta Passiva)								
CDI	Alta do CDI	6,4%	(5.921.298)	(378.890)	(94.561)	(189.061)		
Divida em IPCA								
IPCA	Alta do IPCA	2,9%	(2.668.599)	(232.701)	(19.747)	(39.495)		
Swaps IPCA x CDI (Ponta Ativa)								
IPCA	Alta do IPCA	2,9%	971.571	81.163	6.720	13.439		
Divida em LIBOR 3M								
LIBOR	3M	2,8%	(1.599.919)	(38.149)	(8.221)	(16.442)		
Swaps Libor 3M x CDI (Ponta Ativa)								
LIBOR	3M	2,8%	1.419.336	39.079	8.099	16.196		
Divida em LIBOR 6M								
LIBOR	6M	2,9%	(1.095.219)	(31.800)	(7.475)	(14.949)		
Swaps Libor 6M x CDI (Ponta Ativa)								
LIBOR	6M	2,9%	1.094.083	33.225	7.747	15.494		
Divida em SELIC								
SELIC	Alta da SELIC	6,4%	(687.231)	(66.261)	(8.792)	(17.574)		
Divida em TJLP								
TJLP	Alta da TJLP	7,0%	(3.188.767)	(262.905)	(51.409)	(102.819)		
Divida em IGP-M								
IGP-M	Alta do IGP-M	7,0%	(221.801)	(20.680)	(3.898)	(7.796)		

### 30. ESTIMATIVA DE VALOR JUSTO

Para a mensuração e determinação do valor justo, o Grupo utiliza vários métodos incluindo abordagens de mercado, de resultado e de custo amortizado, de forma a estimar o valor que os participantes do mercado utilizariam para precificar o ativo ou passivo. Devido ao ciclo de curto prazo, pressupõe-se que o valor justo dos saldos de caixa e equivalente de caixa, investimentos financeiros, contas a receber de clientes e contas a pagar a fornecedores estejam próximos aos seus valores contábeis. Os ativos e passivos financeiros registrados a valor justo deverão ser classificados e divulgados de acordo com os níveis a seguir: **Nível 1** - Preços cotados sem ajustes em mercados ativos para instrumentos do Grupo possa ter acesso na data de mensuração; **Nível 2** - Preços cotados com ou sem ajustes para ativos ou passivos similares com informações direta ou indiretamente, em mercados ativos, exceto preços cotados incluídos no nível 1; **Nível 3** - Ativos ou passivos com preços não observáveis no mercado. O quadro a seguir apresenta os valores contábil e justo dos instrumentos financeiros e outros ativos e passivos da Companhia, assim como seu nível de mensuração, em 31 de dezembro de 2018 e 2017:

Ativos financeiros (Circulante/Não circulante)	Nível (°)	2018		2017	
		Contábil	Valor Justo	Contábil	Valor Justo
<b>Mensurados pelo custo amortizado</b>		<b>7.707.072</b>	<b>7.707.072</b>	<b>6.658.856</b>	<b>6.658.856</b>
Caixa e equivalentes de caixa		293.680	293.680	183.182	183.182
Títulos e valores mobiliários	2	131.320	131.320	19.698	19.698
Contas a receber de clientes e outros	2	5.489.437	5.489.437	5.293.745	5.293.745
Concessão do Serviço Público - Recebíveis Transmissoras	3	760.746	760.746	435.808	435.808
Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros	3	1.031.889	1.031.889	726.423	726.423
<b>Mensurados pelo valor justo por meio do resultado</b>		<b>13.927.132</b>	<b>13.927.132</b>	<b>12.209.820</b>	<b>12.209.820</b>
Caixa e equivalentes de caixa		3.639.995	3.639.995	3.673.252	3.673.252
Contas a receber de clientes e outros*	3	15.193	15.193	-	-
Swap de taxa de juros e cambial	2	980.568	980.568	976.659	976.659
Concessão do Serviço Público - Indenização	3	9.291.376	9.291.376	7.559.909	7.559.909
<b>Mensurados pelo valor justo por meio do resultado abrangente</b>		<b>173.573</b>	<b>173.573</b>	<b>11</b>	<b>11</b>
Non-deliverable forwards (NDF)	2	25.010	25.010	11	11
Opções	2	2.598	2.598	-	-
Swap de taxa de juros e cambial	2	145.965	145.965	-	-
<b>Passivos financeiros (Circulante/Não circulante)</b>		<b>16.450.106</b>	<b>16.450.106</b>	<b>14.435.533</b>	<b>14.412.693</b>
<b>Mensurado pelo custo amortizado</b>		<b>2.760.463</b>	<b>2.760.463</b>	<b>3.321.569</b>	<b>3.321.569</b>
Fornecedores		2.760.463	2.760.463	3.321.569	3.321.569
Empréstimos e financiamentos	2	5.525.592	5.525.592	6.233.763	6.225.285
Debêntures	2	7.923.385	7.923.385	4.826.390	4.812.028
Concessão do Serviço Público (Uso do Bem Público)	2	55.445	55.445	53.811	53.811
Valores a repassar da parcela A e outros itens financeiros	3	185.221	185.221	-	-
<b>Mensurados pelo valor justo por meio do resultado</b>		<b>7.617.091</b>	<b>7.617.091</b>	<b>7.297.918</b>	<b>7.300.033</b>
Empréstimos e financiamentos	2	6.780.126	6.780.126	7.005.399	7.005.399
Debêntures	2	826.989	826.989	248.686	250.801
Swap de taxa de juros e cambial	2	9.976	9.976	43.833	43.833
<b>Mensurados pelo valor justo por meio do resultado abrangente</b>		<b>18.207</b>	<b>18.207</b>	<b>4.344</b>	<b>4.344</b>
Non-deliverable forwards (NDF)	2	523	523	4.344	4.344
Opções	2	12	12	-	-
Swap de taxa de juros e cambial	2	17.672	17.672	-	-

(\*) Refere-se aos contratos da carteira de comercialização de energia da controlada NC Energia que são contabilizados como derivativos e

Estão apresentadas a seguir as informações segregadas por segmento de acordo com os critérios estabelecidos pela Administração da Companhia: **Informações sobre segmentos reportáveis:**

	Redes		Liberalizado		Renováveis		Holding		Ajustes de Consolidação		Consolidado	
	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Receitas terceiros	23.683.342	18.241.500	2.040.964	1.955.488	229.353	306.617	-	4.465	-	-	25.953.659	20.508.070
Receita intersegmentos	44.742	39.537	1.500.438	1.633.354	816.643	516.734	3.808	4.525	-	-	2.365.631	2.194.150
Eliminações	(44.742)	(39.537)	(1.500.438)	(1.633.354)	(816.643)	(516.734)	(3.808)	(4.525)	-	-	(2.365.631)	(2.194.150)
<b>Receita líquida</b>	<b>23.683.342</b>	<b>18.241.500</b>	<b>2.040.964</b>	<b>1.955.488</b>	<b>229.353</b>	<b>306.617</b>	<b>-</b>	<b>4.465</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>25.953.659</b>	<b>20.508.070</b>
Resultado Bruto	4.150.122	2.739.097	396.613	429.292	526.028	440.965	3.110	8.996	-	-	5.075.873	3.618.350
Receitas financeiras	5.568.391	2.387.652	106.337	104.380	214.674	132.398	234.315	167.655	-	-	6.123.717	2.792.085
Despesas financeiras	(6.374.009)	(3.272.453)	(234.153)	(254.535)	(350.009)	(213.974)	(333.612)	(426.057)	(900)	(19.330)	(7.292.683)	(4.186.349)
Depreciação e amortização	(924.759)	(729.235)	(45.861)	(45.729)	(131.409)	(80.389)	(3.151)	(3.150)	-	-	(1.105.180)	(858.503)
Amortização de mais valia	(174)	-	(165)	-	(3.337)	(300)	(173.385)	(112.085)	-	-	(177.061)	(112.385)
Resultado de equivalência patrimonial	-	-	-	-	122.850	(20.115)	(66.530)	(72.581)	-	-	56.320	(92.696)
<b>Ativos dos segmentos reportáveis</b>	<b>29.663.620</b>	<b>25.977.560</b>	<b>1.200.269</b>	<b>1.313.826</b>	<b>5.392.282</b>	<b>4.945.761</b>	<b>77.040</b>	<b>75.286</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>36.333.211</b>	<b>32.312.433</b>
Investimentos	3.607.471	3.150.301	75.332	37.574	391.939	814.665	1.549	1.218	-	-	4.076.291	4.003.758
<b>Passivos dos segmentos reportáveis</b>	<b>4.233.373</b>	<b>4.473.559</b>	<b>267.100</b>	<b>368.705</b>	<b>389.052</b>	<b>382.810</b>	<b>70.200</b>	<b>55.586</b>	<b>-</b>	<b>(6.195)</b>	<b>4.959.725</b>	<b>5.274.465</b>

### Conciliação das informações sobre segmentos reportáveis

	Exercício findo em	
	2018	2017
<b>(a) Lucro antes do imposto de renda e contribuição social</b>		
Total do lucro antes dos impostos dos segmentos reportáveis	2.100.920	729.521
Montantes não alocados:		
Outras despesas	2.100.920	729.521
<b>Lucro consolidado antes do imposto de renda e contribuição social</b>	<b>2.100.920</b>	<b>729.521</b>
	<b>Consolidado</b>	<b>Consolidado</b>
	2018	2017
<b>(b) Ativos</b>		
Ativo dos segmentos reportáveis	36.333.211	32.312.433
Caixa e equivalentes de caixa, Títulos e Valores Mobiliários e Instrumentos financeiros derivativos	5.219.136	4.852.802
Impostos e contribuições a recuperar	1.182.157	919.476
Dividendos e juros sobre capital próprio a receber	12.828	11.110
Impostos e contribuições sociais diferidos	1.031.035	1.303.799
Investimentos	2.418.124	2.252.440
Outros ativos circulantes e não circulantes	367.987	493.709
<b>Total Ativo</b>	<b>46.564.478</b>	<b>42.145.769</b>
<b>(c) Passivos</b>		
Passivos dos segmentos reportáveis	4.959.725	5.274.465
Empréstimos e financiamentos, Debêntures e Instrumentos financeiros derivativos	21.084.275	18.362.415
Salários e encargos a pagar	269.609	294.378
Taxas regulamentares	453.117	618.848
Impostos e Contribuições a recolher	832.871	881.686
Dividendos e Juros sobre capital próprio	342.499	110.821
Impostos e contribuições sociais diferidos	116.544	136.510
Outros passivos circulantes e não circulantes	929.043	858.292
<b>Total Passivo</b>	<b>28.987.683</b>	<b>26.537.415</b>

### 32. COMPROMISSOS

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia são como segue:

	Vigência	2020	2021	2022	2023	2024	Após 2024
Coelba	2020 a 2030	3.923.263	4.269.791	4.557.444	4.904.268	5.254.528	40.906.272
Celpe	2020 a 2030	3.012.522	3.176.726	3.356.606	3.551.471	3.498.607	26.151.573
Cosern	2020 a 2030	1.129.836	1.202.651	1.274.236	1.326.384	1.413.476	10.909.551
Elektro	2020 a 2028	2.445.902	2.591.615	2.775.149	2.991.955	3.157.658	14.677.377
NC Energia	2020 a 2030	1.487.284	842.064	695.869	360.853	217.056	1.130.825

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 6 a 30 anos, representam o volume total contratado e foram homologados pela ANEEL, que atende os compromissos impostos pela legislação. As distribuidoras do grupo efetuaram uma análise dos compromissos de energia contratados que excedem o limite de 5% de sobrecontratação, os quais eventualmente podem não ser considerados para repasse na tarifa por serem considerados voluntários. De acordo com as projeções de demanda e estimativa de preços de mercado, os resultados observados não foram considerados significativos para suas operações. A Neoenergia é avaliada e garantidora de empréstimos, financiamentos e debêntures de suas controladas e coligadas.

### 33. BENEFÍCIOS DE CURTO PRAZO, PÓS-EMPREGO E OUTROS BENEFÍCIOS

**a) Coelba:** A Coelba é patrocinadora da Fundação COELBA de Previdência Complementar - FAELBA, mantenedora dos planos previdenciários: Plano de Benefícios Previdenciários nº 2 - Plano BD e Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 1 (FAELFLEX) - Plano CD. O Plano de Benefícios Previdenciários nº 2 - é um plano maduro e está fechado a novos participantes desde 1998. Eventuais insuficiências serão de responsabilidade da patrocinadora e dos participantes. O Plano Misto de Benefícios Previdenciários nº 1 - FAELFLEX, com características de contribuição definida, contempla renda de aposentadoria programada e benefícios de pecúlio por morte e por invalidez. Foi implantado em 1998, com adesão de mais de 98% dos participantes ativos. Por sua característica de poupança individual, não apresenta déficit ou superávit já que o resultado dos investimentos é integralmente repassado para os participantes. O FAELFLEX ainda confere aos participantes, benefício de recomposição da reserva matemática nos casos de morte ou invalidez permanente, ocorridas durante a atividade laboral até os 62 anos de idade. Devido a essa peculiaridade, o FAELFLEX também é escopo de cálculos atuariais. Em 31 de dezembro de 2018, a Coelba contratou junto à seguradora AXA a cobertura dos riscos relacionados a estes benefícios, o que permitiu a liquidação da obrigação atuarial que vinha sendo reconhecida. A apólice de seguro tem vigência de um ano, de 01/01/2019 a 31/12/2019, e durante a vigência cobre a totalidade dos riscos relacionados à recomposição

**Contribuições pagas ou provisionadas:** As contribuições pagas ou provisionadas pelas Distribuidoras do Grupo para o exercício foram as seguintes:

	2018				2017			
	FAELBA	FASERN	CELPOS	FUNCESP	FAELBA	FASERN	CELPOS	FUNCESP
Custo do Intangível em Curso	(2.360)	(585)	(1.262)	-	(2.017)	(396)	(2.354)	-
Despesas Operacionais	(12.440)	(3.533)	(6.436)	(2.997)	(15.927)	(4.279)	(20.831)	(5.796)
<b>Total</b>	<b>(14.800)</b>	<b>(4.118)</b>	<b>(7.698)</b>	<b>(2.997)</b>	<b>(17.944)</b>	<b>(4.675)</b>	<b>(23.185)</b>	<b>(5.796)</b>

**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 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 mantidos pela FAELBA e do plano de saúde, em 31 de dezembro de 2018 está resumido a seguir, bem como as demais informações requeridas pela Deliberação CVM nº. 695, de 13 de dezembro de 2012. As principais premissas econômicas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 31 de dezembro de 2018 e de 2017 foram:

	FAELBA				Plano de Saúde Pós Emprego	
	Planos de Previdência Complementar			BD	2017	
	CD	2017			2018	2017
	2018	2017	2018	2017	2018	2017
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	9,10%	9,59%	9,25%	9,93%	9,46%	10,21%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	5,29%	5,55%	5,29%	5,55%	5,29%	aplicável
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	4,25%	Aplicável	4,25%	4,50%	aplicável	aplicável
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,25%	5,50%	4,25%	4,50%	4,25%	4,50%
Taxa de rotatividade esperada	8,82%	8,73%	Nula	8,82%	8,73%	8,73%
Duration	0,98	0,98	0,98	0,98	-	-
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000 Basic	AT-2000 Basic	BR-EMSSb-2015 Masculina (Suavizada em 15%)	BR-EMSSb-2015 Masculina (Suavizada em 15%)	AT-2000 Basic	AT-2000 Basic
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Aplicável	Aplicável	BR-EMSSb-2010 Masculina	BR-EMSSb-2010 Masculina	AT-83 masculina	AT-83 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Light-média 100% na primeira elegibilidade	Light-média 100% na primeira elegibilidade	Light-média 100% na primeira elegibilidade	Light-média 100% na primeira elegibilidade	Light-média 100% na primeira elegibilidade	Light-média 100% na primeira elegibilidade
Probabilidade de ingresso em aposentadoria						

	FASERN			
	Planos de Previdência Complementar			BD
	CD	2017		
	2018	2017	2018	2017
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	9,10%	9,59%	9,20%	9,93%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	5,29%	5,55%	Não Aplicável	Não Aplicável
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	Aplicável	Aplicável	4,25%	4,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,25%	4,50%	4,25%	4,50%
Taxa de rotatividade esperada	6,66%	6,87%	Nula	6,87%
Duration	0,98	0,98	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000 segregada por sexo e suavizada em 10%	AT-2000 segregada por sexo e suavizada em 10%	AT-2000 ponderada (40% masculina e 60% feminina), suavizada 10%	AT-2000 ponderada (40% masculina e 60% feminina), suavizada 10%
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Aplicável	Aplicável	60% feminina), suavizada 10%	60% feminina), suavizada 10%
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Light-média 100% na primeira elegibilidade	Light-média 100% na primeira elegibilidade	Não Aplicável	Não Aplicável
Probabilidade de ingresso em aposentadoria			100% na primeira elegibilidade	100% na primeira elegibilidade

	CELPOS			
	Planos de Previdência Complementar			BD
	CD	2017		
	2018	2017	2018	2017
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	8,94%	9,59%	9,36%	9,93%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	5,29%	5,55%	5,29%	5,55%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	4,25%	Não aplicável	4,25%	4,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,25%	4,50%	4,25%	4,50%
Taxa de rotatividade esperada	8,09%	8,57%	Nula	8,57%
Duration	0,98	0,98	0,98	0,98
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000	AT-2000	AT2000 Masculina	AT2000 Masculina
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Não aplicável	Não aplicável	AT-83 masculina	AT-83 masculina
Tábua biométrica de entrada em invalidez	Light-Fraca	Light-Fraca	Light-Média 50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data da aposentadoria normal e 100% na data de elegibilidade a aposentadoria normal	Light-Média 50% na primeira elegibilidade à aposentadoria antecipada, 10% entre essa data e a data da aposentadoria normal e 100% na data de elegibilidade a aposentadoria normal
Probabilidade de ingresso em aposentadoria	100% na primeira elegibilidade	Não aplicável		

	FUNCESP			
	Planos de Previdência Complementar			BD
	CD	2017		
	2018	2017	2018	2017
Taxa de desconto nominal para a obrigação atuarial	9,46%	10,10%	9,46%	10,10%
Índice estimado de aumento nominal dos salários	6,33%	6,60%	6,33%	6,60%
Índice estimado de aumento nominal dos benefícios	4,25%	4,50%	4,25%	4,50%
Taxa estimada de inflação no longo prazo	4,25%	4,50%	4,25%	4,50%
Taxa de rotatividade esperada	14,72	13,55	Experiência Fundação Cesp 2012	Experiência Fundação Cesp 2012
Duration	14,72	13,55	14,72	13,55
Tábua biométrica de mortalidade geral	AT-2000 masculina, suavizada em 10%	AT-2000 segregada por sexo	AT-49 masculina	AT-49 masculina
Tábua biométrica de mortalidade de inválidos	Light-fraca	Light-fraca	Light-fraca	Light-fraca
Tábua biométrica de entrada em invalidez	100% na primeira elegibilidade	100% na primeira elegibilidade	100% na primeira elegibilidade	100% na primeira elegibilidade
Probabilidade de ingresso em aposentadoria				

Análises de sensibilidade das premissas significativas adotadas para os cálculos atuariais referentes aos exercícios de 2018 e 2017 foram:

	FAELBA			
	Plano CD	Plano BD	Plano de Saúde Pós Emprego	
	2017	2018	2017	2018
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	6.796	351.191	345.405	806.774
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	6.545	322.521	316.921	722.223
% de impacto na obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	1,92%	4,43%	4,48%	5,81%
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	(1,84%)	(4,10%)	(4,14%)	(5,28%)
Impacto na duração média da obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	3,81	9,75	8,76	12,75
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	3,71	9,23	8,45	11,89

	FASERN			
	Plano CD	Plano BD	2017	
	2017	2018	2017	2018
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	1.703	88.046	88.046	85.866
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	1.636	81.400	81.400	79.293
% de impacto na obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	2,05%	4,07%	4,07%	4,13%
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	(1,95%)	(3,79%)	(3,79%)	(3,84%)
Impacto na duração média da obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	4,05	8,95	8,95	8,10
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	3,95	8,50	8,50	7,83

	CELPOS			
	Plano CD	Plano BD	2017	
	2017	2018	2017	2018
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	1.483	1.018.886	1.000.340	1.000.340
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	1.433	930.759	914.723	914.723
% de impacto na obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	1,74%	4,72%	4,72%	4,67%
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	(1,67%)	(4,34%)	(4,34%)	(4,29%)
Impacto na duração média da obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	3,45	10,40	10,40	9,12
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	3,37	9,76	9,76	8,78

	FUNCESP			
	Plano CD	Plano BD	2017	
	2018	2017	2018	2017
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	Não aplicável	Não aplicável	1.263.031	1.063.991
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	Não aplicável	Não aplicável	1.427.506	1.347.580
% de impacto na obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	Não aplicável	Não aplicável	(5,81%)	(10,70%)
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	Não aplicável	Não aplicável	6,46%	13,11%
Impacto na duração média da obrigação de benefício definido				
Taxa de desconto nominal - 50 pontos básicos	Não aplicável	Não aplicável	12,31	14,59
Taxa de desconto nominal + 50 pontos básicos	Não aplicável	Não aplicável	11,83	12,62

	FAELBA				
	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
	Em 31 de dezembro de 2018				
Benefícios de aposentadoria - BD	29.630	29.164	84.188	126.627	269.609
Benefícios de saúde pós-emprego	43.420	44.722	138.558	242.783	469.483

	CELPOS				
	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
	Em 31 de dezembro de 2018				
Benefícios de aposentadoria - BD	79.123	79.049	232.511	361.009	751.692

	FASERN				
	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
	Em 31 de dezembro de 2018				
Benefícios de aposentadoria - BD	8.089	7.916	22.553	32.635	71.193

	FUNCESP				
	Menos de 1 ano	Entre 1-2 anos	Entre 2-5 anos	Mais de 5 anos	Total
	Em 31 de dezembro de 2018				
Benefícios de aposentadoria - BD	75.642	76.099	230.286	462.312	844.339

Demonstramos a seguir os valores reconhecidos no ativo, passivo, demonstração de resultado e resultado abrangente relacionado aos planos previdenciários e assistencial:

	Consolidado	
	2018	2017
Valor reconhecido no balanço patrimonial	-	(4.933)
Benefícios de previdência - CD	-	(48.677)
Benefícios de previdência - BD	(8.955)	(751.901)
Benefícios de saúde pós-emprego	(762.476)	(157.927)
Efeito do limite de reconhecimento de superavit	(910.238)	(963.438)
Despesas reconhecidas na demonstração de resultado		
Benefícios de previdência - CD	1.909	(637)
Benefícios de previdência - BD	31.312	20.768
Benefícios de saúde pós-emprego	(76.891)	(69.139)
	(43.670)	(49.008)
Redimensionamentos atuariais reconhecidas no resultado abrangente do exercício		
Benefícios de previdência - CD	3.025	(1.011)
Benefícios de previdência - BD	30.145	1.068
Benefícios de saúde pós-emprego	20.474	(156.035)
	53.644	(155.978)

Os valores reconhecidos no resultado são os seguintes:

	Planos de Previdência Complementar		Plano de Saúde Pós Emprego	
	CD	BD	2018	2017
	2018	2017	2018	2017
Custo do serviço passado	791	-	-	-
Custo do serviço corrente	(1.225)	(1.721)	(5.218)	(7.079)
Custo dos juros	(402)	(286)	(17.899)	(23.787)
Contribuições pagas pela patrocinadora	2.745	1.370	49.195	43.798
<b>Total incluído na receita</b>	<b>1.909</b>	<b>(637)</b>	<b>26.078</b>	<b>12.932</b>

A mutação das obrigações de benefícios pós emprego em 31 de dezembro de 2018 e 2017:

	Planos de Previdência Complementar		Plano de Saúde Pós Emprego	
	CD	BD	2018	2017
	2018	2017	2018	2017
Adição por combinação de negócios	(12.233)	(1.306.110)	-	(567.198)
Custo do serviço corrente	-	(1.146.466)	-	-
Custo dos juros	(1.721)	(7.079)	(4.161)	(4.161)
Contribuições pagas pelos participantes	(1.325)	(269.936)	(64.978)	(64.978)
Benefícios pagos pelo plano	(53)	(6.382)	-	-
Premissas demográficas	395	191.123	40.470	40.470
Premissas financeiras	4.038	(154.514)	7.167	7.167
Experiência do plano	(162)	(132.648)	(64.767)	(64.767)
<b>Obrigações atuariais em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>(9.792)</b>	<b>(2.560.247)</b>	<b>(98.435)</b>	<b>(98.435)</b>
Adição por combinação de negócios	10.897	-	-	-
Custo do serviço passado	(1.225)	(5.218)	(2.430)	(2.430)
Custo do serviço corrente	(841)	(246.890)	(74.460)	(74.460)
Custo dos juros	(95)	(6.186)	-	-
Contribuições dos participantes do plano	348	154.900	45.842	45.842
Benefício pago pelo plano	-	-	-	-
Redimensionamento atuariais	-	-	-	-
Premissas demográficas	(36)	-	453	453
Premissas financeiras	(63)	(140.628)	(37.170)	(37.170)
Experiência do plano	807	69.462	57.190	57.190
<b>Obrigações atuariais em 31 de dezembro de 2018</b>	<b>-</b>	<b>(2.734.807)</b>	<b>(762.476)</b>	<b>(762.476)</b>

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	2018	2017
	2018	2017	2018	2017
Adição por combinação de negócios	15.030	2.572.323	-	-
Juros sobre o valor justo dos ativos do plano	-	-	-	-
Redimensionamento atuariais	1.760	286.001	294	294
Contribuições pagas pela patrocinadora	(12.957)	9.616	-	-
Contribuições pagas pelos participantes	1.370	43.797	40.470	40.470
Benefícios pagos pelo plano	53	6.382	-	-
Juros sobre valor justo	(395)	(196.000)	(40.470)	(40.470)
<b>Em 31 de dezembro de 2017</b>	<b>4.861</b>	<b>2.712.268</b>	<b>294</b>	<b>294</b>
Juros sobre o valor justo dos ativos do plano	438	264.873	-	-
Redimensionamento atuariais	2.316	10		

## MEMBROS DA ADMINISTRAÇÃO

### CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

José Ignacio Sánchez Galán <i>Presidente</i>	
<b>TITULARES</b>	<b>SUPLENTES</b>
José Sainz Armada	Asís Canales Abaitua
Juan Carlos Rebollo Liceaga	Ignacio Cuenca Arambarri
Mário José Ruiz-Tagle Larrain	Francisco Javier Hernando Isla
Pedro Azagra Blazquez	José Angel Marra
Santiago Matias Martínez Garrido	Miguel Gallardo Corrales
Marcus Moreira de Almeida	Justo Garzón Ortega
Márcio Luiz Moral	Ives Cezar Fulber
Márcio Hamilton Ferreira	Aires Hypolito
	Alexandre Tujisoki
	Denísio Augusto Liberato Delfino

### MANIFESTAÇÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração da **Neoenergia S.A.**, tendo examinado, em reunião nesta data: i) as Demonstrações Financeiras relativas ao Exercício Social de 2018, compreendendo o relatório da administração, o balanço patrimonial, as demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido, dos fluxos de caixa, e do valor adicionado, complementadas por notas explicativas e, bem como ii) a proposta de destinação de lucro, ante os esclarecimentos prestados pela Diretoria da Companhia, o relatório dos auditores independentes, (KPMG Auditores Independentes) e do parecer do Conselho Fiscal, aprovou os referidos documentos e propõe sua submissão para deliberação pela Assembleia Geral Ordinária da Companhia.

Rio de Janeiro, 14 de fevereiro de 2019.

José Ignacio Sánchez Galán  
Presidente do Conselho de Administração

José Sainz Armada Marcus Moreira de Almeida	Juan Carlos Rebollo Liceaga Márcio Hamilton Ferreira	Mário Ruiz-Tagle Larrain	Pedro Azagra Blazquez Márcio Luiz Moral	Santiago Martínez Garrido Denísio Augusto Liberato Delfino
--	---	--------------------------	--	---

### PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da NEOENERGIA S.A., dando cumprimento ao que dispõe o artigo 163 da Lei nº 6404/76, e suas posteriores alterações, examinando em reunião nesta data: i) as Demonstrações Financeiras relativas ao exercício social de 2018, compreendendo o relatório da administração e financeira, individual e consolidada, da Neoenergia S.A. em 31 de dezembro de 2018, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados 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).

Com fundamento nas análises realizadas e no Relatório dos Auditores Independentes sobre as Demonstrações Financeiras, este Conselho opina no sentido de que as Demonstrações Financeiras, acima referidas, estão em condições de serem submetidas à apreciação e aprovação dos Senhores Acionistas.

Rio de Janeiro, 14 de fevereiro de 2019.  
Francesco Gaudio – Presidente do Conselho Fiscal

Camilo Buzzi  
Glaucia Janice Nitsche  
João Cullherme Lamenza  
Maria das Graças Conceição Machado Costa

### CONSELHO FISCAL

Francesco Gaudio - <b>Presidente</b>	
<b>TITULARES</b>	<b>SUPLENTES</b>
Camilo Buzzi Glaucia Janice Nitsche Maria das Graças Conceição Machado Costa João Guilherme Lamenza	Marcus Vinicius Codeceira Lopes Pedreira Eduardo Valdés Sanchez Vera Lucia de Almeida Pereira Elias José Antonio Lamenza

### DIRETORIA EXECUTIVA

Solange Maria Pinto Ribeiro - <i>Diretora Presidente Adjunta</i> Eduardo Capelastegui Saiz - <i>Diretor de Controladoria</i> André Augusto Telles Moreira - <i>Diretor Executivo de Distribuição</i> Lara Cristina da Fonseca Porto - <i>Diretora Executiva de Renováveis</i>	Mário José Ruiz-Tagle Larrain - Diretor-Presidente Mário José Ruiz-Tagle Larrain - <i>Diretor Executivo de Finanças</i> Lara Cristina Ribeiro Piau Marques - <i>Diretora Executiva Jurídica</i> Simone Aparecida Borsatto - <i>Diretora Executiva de Desenvolvimento</i> Rogério Aschermann Martins - <i>Diretor Executivo de Recursos</i>
--	--

### CONTADORA

Michelle de Frias Braz - CRC RJ – Nº 114819/O-2

### DECLARAÇÃO DOS DIRETORES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

O Diretor Presidente e os demais Diretores da NEOENERGIA S.A., sociedade por ações, de capital aberto, com sede na Praia do Flamengo, 78 -

4º Andar, Flamengo, Rio de Janeiro/RJ, inscrita no CNPJ/MF sob o nº 01.083.200/0001-18, para fins do disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07.12.2009, declaram que:

(I) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no relatório da KPMG relativamente às demonstrações financeiras da NEOENERGIA alusivas ao exercício social findo em 31.12.2018; e

(II) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da NEOENERGIA relativas ao exercício social findo em 31.12.2018.

Rio de Janeiro, 06 de fevereiro de 2019.

**Mário José Ruiz-Tagle Larrain**  
Diretor Presidente / Diretor Executivo de Finanças  
**Solange Ribeiro** - Diretora Presidente Adjunta  
**André Augusto Telles Moreira** - Diretor Executivo de Distribuição  
**Eduardo Capelastegui** - Diretor de Controladoria

**Lara Piau** - Diretora Executiva Jurídica  
**Laura Porto** - Diretora Executiva de Renováveis  
**Rogério Martins** - Diretor Executivo de Recursos  
**Simone Borsato** - Diretora Executiva de Desenvolvimento

### RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

**Aos Conselheiros e Diretores da**

**Neoenergia S.A.**

*Rio de Janeiro – RJ*

**Opinião**

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Neoenergia S.A. (Companhia), identificadas como controladora e consolidado, respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2018 e as respectivas demonstrações do resultado, do balanço 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, individual e consolidada, da Neoenergia S.A. em 31 de dezembro de 2018, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa individuais e consolidados 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 individuais e consolidadas". Somos independentes em relação à Companhia e suas controladas, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

**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 individuais e consolidadas como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações financeiras individuais e consolidadas e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

**a. Provisões para riscos fiscais, trabalhistas e cíveis - individual e consolidado**

Veja a Nota 4.5 j) e 21 das demonstrações financeiras	
<b>Principais assuntos de auditoria</b>	<b>Como auditoria endereçou esse assunto</b>
A Companhia e suas controladas são parte em diversos processos administrativos e judiciais de natureza fiscal, trabalhista e cível e exercem julgamentos relevantes na determinação dos montantes que devem ser reconhecidos como provisões para esses processos, bem como na divulgação de passivos contingentes relevantes. Devido à relevância, complexidade e julgamento envolvidos na avaliação, mensuração, definição do momento para o reconhecimento e divulgações relacionadas às provisões e passivos contingentes nas demonstrações financeiras, consideramos esse assunto como significativo para a nossa auditoria.	Solicitamos junto aos consultores legais da Companhia e suas controladas as informações dos processos fiscais, trabalhistas e cíveis contendo dentre outras informações, a avaliação do prognóstico de perda, quando aplicável, analisamos as teses que suportam opiniões legais. Adicionalmente, quando aplicável, avaliamos as alterações de cenário entre a data base das demonstrações financeiras e a data do relatório de auditoria que, eventualmente, pudessem acarretar em mudança da avaliação efetuada. Analisamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras consideram os aspectos relevantes requeridos pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e pelas normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo <i>International Accounting Standards Board</i> (IASB). Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos que as provisões e as respectivas divulgações são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

**b. Instrumentos financeiros derivativos - individual e consolidado**

Veja a Nota 4.5 a), 18 e 29 das demonstrações financeiras	
<b>Principais assuntos de auditoria</b>	<b>Como auditoria endereçou esse assunto</b>
A Companhia e suas controladas mantém operações significativas com instrumentos financeiros derivativos para proteger certos riscos originários de exposições cambiais de acordo com o critério estabelecido em sua política de gestão de risco. Como forma de mitigar o risco de flutuações da taxa de câmbio, a Companhia contrata operação de derivativos (NDFs, Opções Asiáticas e Swaps). Além disso, a mensuração, a designação desses instrumentos financeiros como contabilidade de hedge (hedge de valor justo e hedge de fluxo de caixa) e a mensuração de sua efetividade requerem o cumprimento de certas obrigações formais, e incluem a necessidade de que a Companhia exerça julgamentos significativos em relação à proteção efetiva dos riscos de variação cambial e de juros. Devido à relevância, julgamento envolvido na mensuração da efetividade desses instrumentos financeiros derivativos, avaliação, mensuração e divulgações relacionadas ao valor justo de tais instrumentos financeiros derivativos ser complexa, consideramos esse assunto como significativo para a nossa auditoria.	Nossos procedimentos incluíram o envolvimento dos nossos especialistas em instrumentos financeiros para auxiliar na avaliação da determinação do valor justo dos instrumentos financeiros derivativos e a efetividade das relações de hedge, utilizando dados observáveis, como fluxos descontados com base em curvas de mercado. Com base em amostragem, de transações, avaliamos a suficiência da documentação dessas operações preparada para demonstrar a designação do instrumento como contabilidade de hedge e avaliamos o cálculo da efetividade das relações de hedge e suas respectivas contabilizações. Avaliamos também se as divulgações feitas nas demonstrações financeiras, consideram os aspectos relevantes requeridos pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo <i>International Accounting Standards Board</i> (IASB). Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima sumarizados, consideramos que as premissas e metodologias utilizadas para mensuração do valor justo de instrumentos financeiros derivativos e a contabilização dos hedges, assim como as divulgações relacionadas, são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

**c. Mensuração dos ativos financeiros da concessão e do intangível - consolidado**

Veja a Nota 15.1 e 16 das demonstrações financeiras	
<b>Principais assuntos de auditoria</b>	<b>Como auditoria endereçou esse assunto</b>
De acordo com a Interpretação Técnica ICPC 01(R1) - Contratos de Concessão (IFRIC 12), a Companhia deve atender determinadas características no seu contrato de concessão de distribuição de energia considerando que os investimentos realizados e não amortizados até o final do contrato 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. A 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 das controladas da Companhia que pode impactar o valor desses ativos nas demonstrações financeiras. Devido a esse fato, bem como à relevância dos valores e divulgações envolvidos, consideramos a mensuração dos Ativos Financeiros da Concessão e do Intangível, consideramos esse assunto como significativo para a nossa auditoria.	Avalliamos o desenho, implementação e efetividade operacional dos controles internos chave relacionados com o processo de análise e alocação entre ativo financeiro da concessão ou intangível dos investimentos realizados e também do ativo financeiro relacionado aos ativos não 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 de acordo 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 para analisar a alocação dos gastos da concessão. Também avaliamos se as divulgações efetuadas nas demonstrações financeiras consideram as informações relevantes requeridas pelas práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo <i>International Accounting Standards Board</i> (IASB). 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.

**d. Mensuração do Ativo contratual e da receita da infraestrutura de transmissão - consolidado**

Veja a Nota 4.5 c), 4.6, 15.2 e 24 das demonstrações financeiras	
<b>Principais assuntos de auditoria</b>	<b>Como auditoria endereçou esse assunto</b>
O reconhecimento do ativo contratual e da receita da infraestrutura de transmissão por parte das controladas da Companhia de acordo com o CPC 47 – Receita de contrato com cliente (IFRS15 – Revenue from contract with customer) requer o exercício de julgamento significativo sobre o momento em que o cliente obtém o controle do ativo. Adicionalmente, a mensuração do progresso das controladas da Companhia em relação ao cumprimento da obrigação de performance satisfeita ao longo do tempo requer também o uso de estimativas e julgamentos significativos pela Administração para estimar os esforços ou insumos necessários para o cumprimento da obrigação de performance, tais como materiais e mão de obra, margens de lucros esperadas em cada obrigação de performance identificada e as projeções das receitas esperadas. Devido à relevância dos valores e do julgamento significativo envolvido, consideramos a mensuração da receita de contrato com clientes como um assunto significativo para a nossa auditoria.	Nossos procedimentos de auditoria incluíram, dentre outros: i) a avaliação do desenho dos controles internos chave relacionados aos gastos realizados para execução do contrato; ii) a leitura do contrato de concessão e seus aditivos para identificação das obrigações de performance previstas contratualmente, além de aspectos relacionados aos componentes variáveis aplicáveis ao preço do contrato; iii) a avaliação, com apoio de especialistas em finanças corporativas, das premissas relevantes utilizadas nas projeções de custos, na margem do contrato e na definição na taxa de desconto utilizada no modelo; e iv) a avaliação das divulgações efetuadas pela Companhia nas demonstrações financeiras.  Com base nas evidências obtidas por meio dos procedimentos acima descritos, consideramos que a mensuração do ativo contratual e da receita da infraestrutura de transmissão e as respectivas divulgações são aceitáveis no contexto das demonstrações financeiras tomadas em conjunto.

**Ênfase - Riscos relacionados a conformidades com leis e regulamentos**

Conforme mencionado na nota explicativa 13 as demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a Companhia possui investimento na coligada, Norte Energia S.A., que é mensurado pelo método de equivalência patrimonial. Referida investida, no contexto das investigações do seu acionista controlador, reconheceu um ajuste em suas demonstrações financeiras de exercícios anteriores. Considerando que as investigações da operação conduzida pelo Ministério Público Federal ainda encontram-se em andamento, não está descartada a possibilidade de haver outros desdobramentos dessa investigação que possa envolver a investida. Nossa opinião não está ressalvada em relação a esse assunto.

**Outros assuntos – Demonstrações do valor adicionado**

As demonstrações individual e consolidada do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2018, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informações suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações financeiras da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações financeiras e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações do valor adicionado foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações financeiras individuais e consolidadas tomadas em conjunto.

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

A administração da Companhia é responsável por essas outras informações que compreendem o Relatório da Administração. Nossa opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório. Em conexão com a auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações financeiras ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

**Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações financeiras individuais e consolidadas**

A administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras individuais e consolidadas 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), e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Na elaboração das demonstrações financeiras individuais e consolidadas, a administração é responsável pela avaliação da capacidade de a Companhia continuar operando, divulgando, quando aplicável, os assuntos relacionados com a sua continuidade operacional e o uso dessa base contábil na elaboração das demonstrações financeiras, a não ser que a administração pretenda liquidar a Companhia e suas controladas ou cessar suas operações, ou não tenha nenhuma alternativa realista para evitar o encerramento das operações.

Os responsáveis pela governança da Companhia e suas controladas são aqueles com responsabilidade pela supervisão do processo de elaboração das demonstrações financeiras.

**Responsabilidades dos auditores pela auditoria das demonstrações financeiras individuais e consolidadas**

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

Como parte da auditoria realizada de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria, exercemos julgamento profissional e mantemos ceticismo profissional ao longo da auditoria. Além disso:

- Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
- Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações financeiras individuais e consolidadas ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manterem em continuidade operacional.
- Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações financeiras, inclusive as divulgações e se as demonstrações financeiras individuais e consolidadas representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.
- Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, conseqüentemente, pela opinião de auditoria.

Comunicamos-nos com os responsáveis pela governança a respeito, entre outros aspectos, do alcance planejado, da época da auditoria e das constatações significativas de auditoria, inclusive as eventuais deficiências significativas nos controles internos que identificamos durante nossos trabalhos.

Fornecemos também aos responsáveis pela governança declaração de que cumprimos com as exigências éticas relevantes, incluindo os requisitos aplicáveis de independência, e comunicamos todos os eventuais relacionamentos ou assuntos que poderiam afetar, consideravelmente, nossa independência, incluindo, quando aplicável, as respectivas salvaguardas.

Dos assuntos que foram objeto de comunicação com os responsáveis pela governança, determinamos aqueles que foram considerados como mais significativos na auditoria das demonstrações financeiras do exercício corrente e que, dessa maneira, constituem os principais assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

Rio de Janeiro, 14 de fevereiro de 2019

**KPMG**  
KPMG Auditores Independentes  
CRC SP-014428/O-6 F-RJ  
José Luiz de Souza Gurgel  
Contador CRC RJ-087339/O-4