

Notas explicativas às demonstrações financeiras

(Em milhares de Reais, exceto nota explicativa nº 32 ou quando indicado de outra forma)

1 Contexto operacional

A Companhia Energética do Maranhão - CEMAR ("Companhia"), sociedade anônima de capital aberto, com sede na cidade São Luís, no Estado do Maranhão, controlada pela Equatorial Energia S.A., é a concessionária do serviço público de distribuição de energia elétrica e atividades associadas ao serviço de energia elétrica naquele Estado, podendo prestar serviços técnicos de sua especialidade na área de concessão que abrange todo o Estado do Maranhão com 331.937 km², atendendo 2.433.501 consumidores em 217 municípios, sendo tais atividades regulamentadas e fiscalizadas pela Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, vinculada ao Ministério de Minas e Energia - MME. A Companhia possui suas ações negociadas unicamente no Mercado de Balcão Organizado da B3.

2 Contrato de concessão de distribuição de energia elétrica

Conforme contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 060/2000, assinado em 28 de agosto de 2000 celebrado entre a ANEEL, a CEMAR e o acionista controlador, o prazo de concessão é de 30 anos, com vencimento em 28 de agosto de 2030, podendo ser renovado por igual período.

Por meio do Despacho nº 4.621, de 25 de novembro de 2014, a ANEEL aprovou modelo de aditivo aos contratos de concessão do serviço público de distribuição de energia elétrica, cujo objetivo é garantir que os saldos remanescentes de ativos ou passivos regulatórios relativos a valores financeiros a serem apurados com base nos regulamentos preestabelecidos pela ANEEL, incluídos aqueles constituídos após a última alteração tarifária comporão o valor da indenização a ser recebida pelo concessionário em eventual término da concessão, por qualquer motivo.

A Companhia, nos termos da legislação vigente, celebrou o referido aditivo em 10 de dezembro de 2014, com a aprovação de seu Conselho de Administração.

3 Base de preparação e apresentação das demonstrações financeiras

3.1 Declaração de conformidade

As demonstrações financeiras foram preparadas de acordo com as Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS), emitidas pelo *International Accounting Standards Board* (IASB), e também de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BR-GAAP) que compreendem aquelas incluídas na legislação societária brasileira e apresentadas de forma condizente com as normas expedidas nos Pronunciamentos Contábeis (CPC) e aprovados pelo Conselho Federal de Contabilidade (CFC) e pela Comissão de Valores Mobiliários (CVM).

A Companhia também se utiliza das orientações contidas no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico Brasileiro e das normas definidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), quando estas não são conflitantes com as práticas contábeis adotadas no Brasil e/ou com as práticas contábeis internacionais.

A emissão dessas demonstrações financeiras foi autorizada pelo Conselho de Administração em 07 de março de 2018.

Após a sua emissão, somente os acionistas têm o poder de alterar as demonstrações financeiras.

Detalhes sobre as políticas contábeis da Companhia estão apresentadas na nota explicativa 4.

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações financeiras, e somente elas, estão sendo evidenciadas, e correspondem àquelas utilizadas pela Administração na sua gestão.

3.2 Moeda funcional e moeda de apresentação

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

3.3 Uso de estimativas e julgamentos

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

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

As informações sobre julgamentos realizados na aplicação das políticas contábeis que têm efeitos significativos sobre os valores reconhecidos, e, as informações sobre as incertezas relacionadas a premissas e estimativas que possuem um risco significativo de resultar em um ajuste material nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016 estão incluídas nas seguintes notas explicativas:

- **Nota explicativa 7.2 - Contas a receber:** Critérios de análise de risco de crédito para determinação da provisão para redução ao valor recuperável;
- **Nota explicativa 4.2.1 - Receita não faturada:** Estimativas dos montantes da receita sobre a energia consumida porém não faturada;
- **Nota explicativa 13 - Ativo financeiro da concessão:** Critério de apuração e atualização do ativo financeiro da concessão;
- **Nota explicativa 14 - Intangível:** Cálculo da amortização do ativo intangível da concessão de forma linear pelo prazo correspondente ao direito de cobrar os consumidores pelo uso do ativo da concessão que o gerou (vida útil regulatória dos ativos) ou pelo prazo do contrato de concessão, dos dois o menor;
- **Nota explicativa 19 - Imposto de renda e contribuições sociais diferidos:** O imposto de renda e contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias considerando as suas projeções de lucro tributável e disponibilidade de lucro tributável futuro. Os tributos diferidos são reconhecidos em relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis para fins de demonstrações financeiras e os correspondentes valores para fins de tributação; e em relação aos prejuízos fiscais, considerando as suas projeções de lucro tributável e disponibilidade de lucro tributável futuro;
- **Nota explicativa 23 - Provisões para processos cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórios:** Reconhecimento de provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas por meio da avaliação da

probabilidade de perda que inclui avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos;

- **Nota explicativa 33 - Benefício pós-emprego:** Reconhecimento dos custos dos planos de aposentadoria com benefícios de assistência médica pós-emprego e o valor presente da obrigação de aposentadoria, através da avaliação atuarial que envolve o uso de premissas sobre taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões; e
- **Nota explicativa 34.3 Instrumentos financeiros:** Definição do valor justo através de técnicas de avaliação, incluindo o método de fluxo de caixa descontado, para ativos e passivos financeiros não obtidos em mercados ativos.

(i) **Mensuração do valor justo**

Uma série de políticas e divulgações contábeis da Companhia requer a mensuração de valor justo para ativos e passivos financeiros e não financeiros.

A Companhia estabeleceu uma estrutura de controle relacionada à mensuração de valor justo. Isso inclui uma equipe de avaliação que possui a responsabilidade geral de revisar todas as mensurações significativas de valor justo, incluindo os valores justos de Nível 3 com reporte diretamente ao Diretor Financeiro, quando houver.

A equipe de avaliação revisa regularmente dados não observáveis significativos e ajustes de avaliação. Se informação de terceiros, tais como cotações de corretoras ou serviços de preços, é utilizada para mensurar valor justo, a equipe de avaliação analisa as evidências obtidas de terceiros para suportar a conclusão de que tais avaliações atendem os requisitos dos CPC/ IFRS, incluindo o nível na hierarquia do valor justo em que tais avaliações devem ser classificadas.

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

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

A Companhia reconhece, quando aplicável, as transferências entre níveis da hierarquia do valor justo no período da revisão das demonstrações financeiras.

Informações adicionais sobre as premissas utilizadas na mensuração dos valores justos estão incluídas na nota explicativa 33.

3.4 Base de mensuração

As demonstrações financeiras foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos seguintes itens materiais reconhecidos nos balanços patrimoniais:

- Investimentos de curto prazo mensurados pelo valor justo;
- Instrumentos financeiros derivativos são mensurados pelo valor justo; e
- O ativo ou passivo líquido de benefício definido é reconhecido como o valor justo dos ativos do plano, deduzido do valor presente da obrigação do benefício definido, e é limitado conforme explicado na nota explicativa 4.3.3.

3.5 Retificação de valores correspondentes

As demonstrações financeiras da Companhia referentes ao exercício de 31 de dezembro de 2016, originalmente aprovadas para emissão em 07 de março de 2017, estão sendo retificadas para refletir a mudança da prática contábil referente a atualização do ativo financeiro da concessão, anteriormente apresentada na rubrica de receita financeira que está sendo apresentada no grupo de receita operacional.

Em função desta mudança, a Companhia está efetuando as seguintes reclassificações referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, de acordo com o CPC 26 - Apresentação das Demonstrações Contábeis (R1) e CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro (R3).

Reclassificações nas demonstrações do resultado e nas demonstrações do valor adicionado

A Companhia ao rever suas práticas contábeis concluiu que a atualização do ativo financeiro da concessão, anteriormente apresentada na rubrica de receita financeira, está melhor apresentada no grupo de receita operacional, conforme abaixo.

(i) Demonstrações do resultado

31 de dezembro de 2016		Anteriormente publicado	Reclassificações	Reapresentado
Receita operacional líquida	(a)	3.064.644	65.249	3.129.893
Custos de energia elétrica, construção e operação		(2.148.901)	-	(2.148.901)
Lucro bruto		915.743	65.249	980.992
Total de despesas operacionais		(463.149)	-	(463.149)
Resultado antes do resultado financeiro líquido, imposto de renda e contribuição social		452.594	65.249	517.843
Receitas financeiras	(a)	410.391	(102.956)	307.435
Despesas financeiras	(a)	(373.572)	37.707	(335.865)
Resultado financeiro, líquido		36.819	(65.249)	(28.430)
Resultado antes do imposto de renda e da contribuição social		489.413	-	489.413
Impostos sobre o lucro		(89.619)	-	(89.619)
Lucro líquido do exercício		399.794	-	399.794

Companhia Energética do Maranhão S.A. - CEMAR
Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2017

- (a) Reclassificação do ativo financeiro da concessão, anteriormente apresentado na rubrica de resultado financeiro, para o grupo de receita operacional.

(ii) *Demonstração do valor adicionado*

31 de dezembro de 2016		Anteriormente publicado	Reclassificações	Reapresentado
Receitas				
Vendas de produtos e serviços e receitas de construção	(a)	4.190.287	65.249	4.255.536
Provisão para créditos de liquidação duvidosa e perda com créditos incobráveis		(62.212)	-	(62.212)
Provisão para processos cíveis fiscais e trabalhistas		(17.735)	-	(17.735)
Outras despesas (receitas) operacionais		(19.460)	-	(19.460)
Outras despesas (receitas) não recorrentes		(41.193)	-	(41.193)
		4.049.687	65.249	4.114.936
Insumos adquiridos de terceiros (inclui ICMS e IPI)				
Custos dos produtos e dos serviços vendidos		(1.911.675)	-	(1.911.675)
Materiais, energia, serviços de terceiros e outros		(294.011)	-	(294.011)
		(2.205.686)	-	(2.205.686)
Valor adicionado bruto		1.844.001	65.249	1.909.250
Amortização		(143.629)	-	(143.629)
Valor adicionado líquido gerado pela Companhia		1.700.372	65.249	1.765.621
Valor adicionado recebido em transferência				
Receitas financeiras		252.603	-	252.603
Atualização do ativo financeiro	(a)	65.249	(65.249)	-
Outras		(94.843)	-	(94.843)
		223.009	(65.249)	157.760
Valor adicionado total a distribuir		1.923.381	-	1.923.381
Distribuição do valor adicionado				
Empregados		118.783	-	118.783
Tributos		1.215.262	-	1.215.262
Remuneração de capitais de terceiros		189.542	-	189.542
Remuneração de capitais próprios		399.794	-	399.794
Valor adicionado		1.923.381	-	1.923.381

- (a) Reclassificação da atualização do ativo financeiro da concessão, anteriormente apresentada na rubrica de valor adicionado recebido em transferência, para o grupo de receita

4 Principais políticas contábeis

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

A Companhia adotou todos os pronunciamentos revisados e interpretações emitidas pelo CPC e IASB que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2017.

4.1 Moeda estrangeira

As transações em moeda estrangeira são convertidas para a moeda funcional 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. 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.

4.2 Receita operacional

4.2.1 Distribuição

As receitas de distribuição são classificadas como: i) Fornecimento de energia elétrica para o consumidor, e; ii) Energia elétrica no mercado de curto prazo. A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos impostos e dos eventuais descontos comerciais incidentes sobre a mesma.

A receita de venda de energia e serviços é reconhecida quando (i) os riscos e benefícios mais significativos inerentes a propriedade dos serviços forem transferidos para o comprador, (ii) for provável que benefícios econômicos financeiros fluirão para a Companhia, (iii) os custos associados e a possível devolução da energia e serviços puderem ser estimados de maneira confiável, (iv) não haja envolvimento contínuo sobre a energia vendida, e (v) o valor da receita possa ser mensurado de maneira confiável. O faturamento de energia elétrica para todos os consumidores é efetuado mensalmente de acordo com o calendário de leitura. A receita não faturada, correspondente ao período entre a data da última leitura e o encerramento do mês, é estimada e reconhecida como receita no mês em que a energia foi consumida.

Inclui também a receita de construção vinculada ao segmento de distribuição de energia elétrica abrangida no escopo do ICPC 01 Contratos de concessão (R1)/IFRIC 12. O ICPC 01 (R1) estabelece que a concessionária de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 (R1) - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 (R1) - Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura com

partes não relacionadas. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

4.3 Benefícios a empregados

4.3.1 *Benefícios de curto prazo a empregados*

Obrigações de benefícios de curto prazo a empregados são reconhecidas como despesas de pessoal conforme o serviço correspondente seja prestado. O passivo é reconhecido pelo montante do pagamento esperado caso a Companhia tenha uma obrigação presente legal ou construtiva de pagar esse montante em função de serviço passado prestado pelo empregado e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável.

4.3.2 *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 possível.

4.3.3 *Planos de benefício definido*

A obrigação líquida da Companhia 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.

O cálculo da obrigação de plano de benefício definido é realizado anualmente por um atuário qualificado utilizando o método de 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.

Remensurações da obrigação líquida, que incluem: os ganhos e perdas atuariais, o retorno dos ativos do plano (excluindo juros) e o efeito do teto do ativo (se houver, excluindo juros), são reconhecidos imediatamente em outros resultados abrangentes. A Companhia determina os juros líquidos sobre o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido no período multiplicando o valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido pela taxa de desconto utilizada na mensuração da obrigação de benefício definido, ambos conforme determinados no início do período a que se referem as demonstrações financeiras, levando em consideração quaisquer mudanças no valor líquido de passivo (ativo) de benefício definido durante o período em razão de pagamentos de contribuições e benefícios. Juros líquidos e outras despesas relacionadas aos planos de benefícios definidos são reconhecidos no resultado.

Quando os benefícios de um plano são incrementados, a porção do benefício incrementado relacionada a serviços passados prestados pelos empregados é reconhecida imediatamente no resultado. A Companhia reconhece ganhos e perdas na liquidação de um plano de benefício definido quando a liquidação ocorre.

A Companhia não possui acordos de pagamentos baseados em ações com seus funcionários e nem outros benefícios de longo prazo, além dos benefícios citados acima.

4.4 Subvenção e assistência governamentais

Subvenções governamentais são reconhecidas quando houver razoável certeza de que o benefício será recebido e que todas as correspondentes condições serão satisfeitas. Quando o benefício se refere a um item de despesa, é reconhecido como receita ao longo do período do benefício, de forma sistemática em relação aos custos cujo benefício objetiva compensar. Quando o benefício se referir a um ativo, é reconhecido como receita diferida e lançado no resultado em valores iguais ao longo da vida útil esperada do correspondente ativo.

Quando a Companhia receber benefícios não monetários, o bem e o benefício são registrados pelo valor nominal e refletidos na demonstração do resultado ao longo da vida útil esperada do bem, em prestações anuais iguais.

Quando a Companhia receber benefícios não monetários, o bem e o benefício são registrados pelo valor nominal e refletidos na demonstração do resultado ao longo da vida útil esperada do bem, em prestações anuais iguais.

4.5 Receitas financeiras e despesas financeiras

As receitas e despesas financeiras da Companhia compreendem:

- receita e despesas de juros;
- ganhos/perdas líquidos de ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado;
- ganhos/perdas líquidos de variação cambial sobre ativos e passivos financeiros;
- perdas por redução ao valor recuperável em ativo financeiros (que não conta a receber); e
- ganhos/perdas líquidos nos instrumentos financeiros derivativos que são reconhecidos no resultado.

A receita e a despesa de juros são reconhecidas no resultado pelo método dos juros efetivos.

4.6 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, quando aplicável.

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.

4.6.1 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.

A Companhia deve compensar os ativos fiscais correntes e os passivos fiscais correntes se, a Companhia:

- tiver o direito legalmente executável para compensar os valores reconhecidos; e
- pretender liquidar em bases líquidas, ou realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

4.6.2 Despesas de imposto de renda e contribuição social diferido

Ativos e passivos fiscais diferidos são reconhecidos com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins de demonstrações financeiras e os usados para fins de tributação. As mudanças dos ativos e passivos fiscais diferidos no exercício são reconhecidas como despesa de imposto de renda e contribuição social diferida.

Um ativo fiscal diferido é reconhecido em relação aos prejuízos fiscais e diferenças temporárias dedutíveis não utilizados, na extensão em que seja provável que lucros tributáveis futuros estarão disponíveis, contra os quais serão utilizados.

Ativos fiscais diferidos são revisados a cada data de balanço e são reduzidos na extensão em que sua realização não seja mais provável.

Ativos e passivos fiscais diferidos são mensurados com base nas alíquotas que se espera aplicar às diferenças temporárias quando elas forem revertidas, baseando-se nas alíquotas que foram decretadas até a data do balanço.

A mensuração dos ativos e passivos fiscais diferidos reflete as consequências tributárias decorrentes da maneira sob a qual a Companhia espera recuperar ou liquidar seus ativos e passivos.

Ativos e passivos fiscais diferidos são compensados quando os critérios aplicáveis são atendidos.

4.7 Estoques

Os estoques estão registrados ao custo médio de aquisição, líquido de provisões para perdas, quando aplicável, e não excedem ao custo de reposição ou ao valor líquido de realização.

4.8 Valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, incorporando os saldos dos valores a receber da parcela A e outros itens financeiros no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão. Tal alteração buscou eliminar eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica - Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros.

Os valores ativos e passivos correspondentes à parcela A são reconhecidos, mensurados e evidenciados, conforme determina a Orientação Técnica - OCPC 08. O referido evento demanda o reconhecimento do saldo de quaisquer diferenças de Parcela A e outros componentes financeiros ainda não recuperados ou liquidados.

4.9 Ativo financeiro da concessão (ativo indenizável)

O Contrato de Concessão de Serviços Públicos de Energia Elétrica nº 60, de 28 de agosto de 2000 e aditivos posteriores, celebrados entre a União (poder concedente - outorgante) e a Companhia (cessionária - operador) regulamentam a exploração dos serviços públicos de distribuição de energia elétrica pela Companhia, onde:

- O contrato estabelece quais os serviços que o operador deve prestar e para quem (classe de consumidores) os serviços devem ser prestados;
- O contrato estabelece padrões de desempenho para prestação de serviço público, com relação à manutenção e a melhoria da qualidade no atendimento aos consumidores, e o operador tem como obrigação, na entrega da concessão, devolver a infraestrutura nas mesmas condições em que a recebeu na assinatura desses contratos. Para cumprir com essas obrigações, são realizados investimentos constantes durante todo o prazo da concessão. Portanto, os bens vinculados à concessão podem ser repostos, algumas vezes, até o final da concessão;
- Ao final da concessão os ativos vinculados à infraestrutura devem ser revertidos ao poder concedente mediante pagamento de uma indenização; e
- O preço é regulado através de mecanismo de tarifa estabelecido nos contratos de concessão com base em fórmula paramétrica (Parcelas A e B), bem como são definidas as modalidades de revisão tarifária, que deve ser suficiente para cobrir os custos, a amortização dos investimentos e a remuneração pelo capital investido.

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

- Parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados ou depreciados até o final da concessão apurados com base no Valor Novo de Reposição ("VNR") classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente; e
- Parcela remanescente do ativo financeiro (valor residual) apurada de acordo com o Valor Novo de Reposição ("VNR") classificada como um ativo intangível em virtude da sua recuperação estar condicionada à utilização do serviço público, através do consumo de energia pelos consumidores, Nota13.

A infraestrutura recebida ou construída da atividade de distribuição que estava originalmente representada pelo ativo imobilizado e intangível da Companhia 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; e (ii) parte como indenização dos bens reversíveis no final do prazo da concessão, esta a ser recebida diretamente do Poder Concedente ou para quem ele delegar essa tarefa.

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

De acordo com a Lei 12.783/2013, o cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente. Tal normativo só produz efeitos no exercício de 2012, não afetando o resultado de anos anteriores.

A Companhia reconhece um ativo financeiro resultante de um contrato de concessão quando tem um direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro equivalente do poder concedente pelos serviços de construção ou melhoria prestados. Tais ativos financeiros são mensurados pelo seu valor justo quando do reconhecimento inicial, e após o reconhecimento inicial estes ativos financeiros são mensurados pelo seu custo amortizado.

Caso a Companhia seja ressarcida pelos serviços de construção parcialmente através de um ativo financeiro e parcialmente por um ativo intangível, então cada componente da remuneração recebida ou a receber é registrado individualmente e é reconhecido inicialmente pelo valor justo da remuneração recebida ou a receber.

4.10 Ativos intangíveis

4.10.1 Contratos de concessão de serviços

A Companhia reconhece como um ativo intangível resultante de um contrato de concessão de serviços, quando ela tem um direito de cobrar pelo uso da infraestrutura de tal concessão. Um ativo intangível recebido como remuneração pela prestação de serviços de construção ou melhorias em um contrato de concessão de serviços é mensurado pelo valor justo mediante o seu reconhecimento inicial. Após este reconhecimento tal ativo intangível é mensurado pelo seu custo, deduzidos da amortização acumulada e das perdas por redução do seu valor recuperável.

4.10.2 Obrigações especiais

Obrigações vinculadas à concessão e permissão do serviço público de energia elétrica representa um passivo financeiro, constituído por valores e/ou bens recebidos de Municípios, de Estados, da União Federal e de consumidores em geral, relativos a doações e participação em investimentos realizados em parceria com a Companhia, não sendo admitida nenhuma baixa, a qualquer título, sem a prévia anuência do Órgão Regulador.

4.10.3 Outros ativos intangíveis

Outros ativos intangíveis que são adquiridos pela Companhia e que têm sua vida útil finita são mensurados pelo seu custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução acumulada do seu valor recuperável.

4.10.4 Custos subsequentes

Custos subsequentes são capitalizados apenas quando é provável que benefícios econômicos futuros associados com os gastos serão auferidos pela Companhia.

4.10.5 Amortização

A amortização é calculada sobre o custo de aquisição do ativo, ou outro valor substituto do custo, deduzido do valor residual apurado. A amortização é reconhecida no resultado com base no método linear e limitada ao prazo remanescente do contrato de concessão da Companhia ou a vida útil estimada dos ativos intangíveis, dos dois o menor, que não ágio, a partir da data em que estes estão disponíveis para uso. Este método é o que mais perto reflete o padrão de consumo de benefícios econômicos futuros incorporados ao ativo.

A vida útil de um ativo intangível, em um contrato de concessão de serviço, é o período a partir do qual a Companhia tem a capacidade de cobrar do público pelo uso da infraestrutura até o final do período da concessão. Os métodos de amortização, vidas úteis e valores residuais são revistos caso haja alterações deliberadas pelo órgão regulador.

4.11 Instrumentos financeiros

A Companhia classifica ativos financeiros não derivativos nas seguintes categorias: ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e empréstimos e recebíveis.

Os passivos financeiros não derivativos nas seguintes categorias: passivos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado e outros passivos financeiros.

4.11.1 Ativos e passivos financeiros não derivativos - reconhecimento e desreconhecimento

A Companhia reconhece os empréstimos e recebíveis e instrumentos de dívida inicialmente na data em que foram originados. Todos os outros ativos e passivos financeiros são reconhecidos na data da negociação quando a entidade se tornar parte das disposições contratuais do instrumento.

A Companhia desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa do ativo expiram, ou quando a Companhia transfere os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação na qual substancialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. Qualquer participação que seja criada ou retida pela Companhia em tais ativos financeiros transferidos, é reconhecida como um ativo ou passivo separado.

A Companhia desreconhece um passivo financeiro quando sua obrigação contratual é retirada, cancelada ou expirada.

Os ativos ou passivos financeiros são compensados e o valor líquido apresentado no balanço patrimonial quando, e somente quando, a Companhia tenha atualmente um direito legalmente executável de compensar os valores e tenha a intenção de liquidá-los em uma base líquida ou de realizar o ativo e liquidar o passivo simultaneamente.

4.11.2 Ativos financeiros não derivativos - mensuração

Ativos financeiros mensurados pelo valor justo por meio do resultado

Um ativo financeiro é classificado como mensurado pelo valor justo por meio do resultado caso seja classificado como mantido para negociação ou designado como tal no momento do reconhecimento inicial. Os custos da transação são reconhecidos no resultado conforme incorridos. Esses ativos são mensurados pelo valor justo e mudanças no valor justo, incluindo ganhos com juros e dividendos, são reconhecidos no resultado do exercício.

Empréstimos e recebíveis

Esses ativos são mensurados inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Após seu reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são mensurados pelo custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos.

Caixa e equivalentes de caixa

Os equivalentes de caixa são mantidos com a finalidade de atender a compromissos de caixa de curto prazo e não para investimento ou outros fins. A Companhia considera equivalentes de caixa, uma aplicação financeira de conversibilidade imediata em um montante conhecido de caixa e estando sujeita a um insignificante risco de mudança de valor. Por conseguinte, um investimento, normalmente, se qualifica como equivalente de caixa quando tem vencimento de curto prazo, por exemplo, três meses ou menos, a contar da data da contratação.

Nas demonstrações de fluxo de caixa, caixa e equivalentes de caixa incluem saldos negativos de contas garantidas que são exigíveis imediatamente e são parte integrante da gestão de caixa da Companhia.

4.11.3 Passivos financeiros não derivativos - mensuração

Um passivo financeiro é classificado como mensurado pelo valor justo por meio do resultado caso seja classificado como mantido para negociação ou designado como tal no momento do reconhecimento inicial. Os custos da transação são reconhecidos no resultado conforme incorridos. Esses passivos financeiros são mensurados pelo valor justo e mudanças no valor justo, incluindo ganhos com juros, são reconhecidas no resultado do exercício.

Outros passivos financeiros não derivativos são mensurados inicialmente pelo valor justo deduzidos de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, esses passivos financeiros são mensurados pelo custo amortizado utilizando o método dos juros efetivos.

4.11.4 Instrumentos financeiros derivativos

A Companhia mantém instrumentos financeiros derivativos para proteger suas exposições aos riscos de variação de moeda estrangeira e taxa de juros. A Companhia não possui derivativos embutidos.

Derivativos são mensurados inicialmente pelo valor justo; quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis são reconhecidos no resultado quando incorridos. Após o reconhecimento inicial, os derivativos são mensurados pelo valor justo e as variações no valor justo são registradas no resultado.

4.12 Capital social

(i) Ações ordinárias

Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opções de ações são reconhecidos como redutores do patrimônio líquido. Efeitos de impostos relacionados aos custos dessas transações estão contabilizadas conforme o CPC 32 - Tributo sobre o lucro / IAS 12.

(ii) Ações preferenciais

Ações preferenciais não resgatáveis são classificadas no patrimônio líquido, pois o pagamento de dividendos é discricionário, e elas não geram qualquer obrigação de entregar caixa ou outro

ativo financeiro da Companhia e não requerem liquidação em um número variável de instrumentos patrimoniais. Dividendos discricionários são reconhecidos como distribuições no patrimônio líquido na data de sua aprovação pelos acionistas da Companhia.

(iii) Distribuição de dividendos

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas no CPC 25 e ICPC 08, as quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual sejam distribuídos a título de dividendos. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de dividendos intermediários.

Companhia registra um passivo equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício, ao passo que registra os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como “Proposta de distribuição de dividendo adicional” no patrimônio líquido.

Dividendo adicional ao mínimo obrigatório por lei, contido em proposta da administração efetuada antes da data do balanço patrimonial deve ser mantido no patrimônio líquido em conta específica chamada de “dividendo adicional proposto”. Caso a proposição seja realizada após a data do balanço e antes da data de emissão das demonstrações financeiras, tal fato deve ser mencionado no tópico de eventos subsequentes.

4.13 Redução ao valor recuperável (*Impairment*)

(i) Ativos financeiros não-derivativos

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

Evidência objetiva de que ativos financeiros tiveram perda de valor inclui:

- inadimplência ou atrasos do devedor;
- reestruturação de um valor devido à Companhia em condições que não seriam aceitas em condições normais;
- indicativos de que o devedor ou emissor irá entrar em falência/recuperação judicial;
- mudanças negativas na situação de pagamentos dos devedores ou emissores;
- desaparecimento de um mercado ativo para o instrumento devido a dificuldades financeiras; ou
- dados observáveis indicando que houve um declínio na mensuração dos fluxos de caixa esperados de um grupo de ativos financeiros.

A Administração revisa anualmente o valor contábil líquido dos ativos com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. 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.

O valor recuperável de um ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor em uso e o valor líquido 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 a indústria em que opera a unidade geradora de caixa. O valor líquido de venda 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.

4.14 Provisões

Provisões são reconhecidas quando a Companhia tem uma obrigação presente (legal ou não formalizada) em consequência de um evento passado, é provável que benefícios econômicos sejam requeridos para liquidar a obrigação e uma estimativa confiável do valor da obrigação possa ser feita. Quando a Companhia espera que o valor de uma provisão seja reembolsado, em todo ou em parte, por exemplo, por força de um contrato de seguro, o reembolso é reconhecido como um ativo separado, mas apenas quando o reembolso for praticamente certo. A despesa relativa a qualquer provisão é apresentada na demonstração do resultado, líquida de qualquer reembolso.

As provisões são determinadas por meio do desconto dos fluxos de caixa futuros estimados a uma taxa antes de impostos que reflita as avaliações atuais de mercado quanto ao valor do dinheiro no tempo e riscos específicos para o passivo relacionado. Os efeitos do desreconhecimento do desconto pela passagem do tempo são reconhecidos no resultado como despesa financeira.

Provisões para riscos fiscais, cíveis e trabalhistas

As provisões para processos judiciais são constituídas para todos os processos judiciais para os quais é provável que uma saída de recursos seja feita para liquidar a contingência/obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita. A avaliação da probabilidade de perda inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos.

As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

4.15 Demonstrações de valor adicionado

A Companhia elaborou demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos do pronunciamento técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado, as quais são apresentadas como parte integrante das demonstrações financeiras conforme BR GAAP aplicável as companhias abertas, enquanto para as IFRS representam informação financeira suplementar.

4.16 Mensuração do valor justo

Valor justo é o preço que seria recebido na venda de um ativo ou pago pela transferência de um passivo em uma transação ordenada entre participantes do mercado na data de mensuração, no mercado principal ou, na sua ausência, no mercado mais vantajoso ao qual a Companhia tem acesso nessa data. O valor justo de um passivo reflete o seu risco de descumprimento (*non-performance*). O risco de descumprimento inclui, entre outros, o próprio risco de crédito da Companhia.

Uma série de políticas contábeis e divulgações da Companhia requer a mensuração de valores justos, tanto para ativos e passivos financeiros como não financeiros.

Quando disponível, a Companhia mensura o valor justo de um instrumento utilizando o preço cotado num mercado ativo para esse instrumento. Um mercado é considerado como ativo se as transações para o ativo ou passivo ocorrem com frequência e volume suficientes para fornecer informações de precificação de forma contínua.

Se não houver um preço cotado em um mercado ativo, a Companhia utiliza técnicas de avaliação que maximizam o uso de dados observáveis relevantes e minimizam o uso de dados não observáveis. A técnica de avaliação escolhida incorpora todos os fatores que os participantes do mercado levariam em conta na precificação de uma transação.

Se um ativo ou um passivo mensurado ao valor justo tiver um preço de compra e um preço de venda, a Companhia mensura ativos com base em preços de compra e passivos com base em preços de venda.

A melhor evidência do valor justo de um instrumento financeiro no reconhecimento inicial é normalmente o preço da transação - ou seja, o valor justo da contrapartida dada ou recebida. Se a Companhia determinar que o valor justo no reconhecimento inicial difere do preço da transação e o valor justo não é evidenciado nem por um preço cotado num mercado ativo para um ativo ou passivo idêntico nem baseado numa técnica de avaliação para a qual quaisquer dados não observáveis são julgados como insignificantes em relação à mensuração, então o instrumento financeiro é mensurado inicialmente pelo valor justo ajustado para diferir a diferença entre o valor justo no reconhecimento inicial e o preço da transação. Posteriormente, essa diferença é reconhecida no resultado numa base adequada ao longo da vida do instrumento, ou até o momento em que a avaliação é totalmente suportada por dados de mercado observáveis ou a transação é encerrada, o que ocorrer primeiro.

4.17 Custos de empréstimos

Custos de empréstimos diretamente relacionados com a aquisição, construção ou produção de um ativo que necessariamente requer um período de tempo substancial para ser concluído para fins de uso ou venda são capitalizados como parte do custo do correspondente ativo. Todos os demais custos de empréstimos são registrados em despesa no exercício em que são incorridos. Os

custos de empréstimo compreendem juros e outros custos incorridos por uma entidade relativos ao empréstimo.

4.18 Mudança de práticas contábeis

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, procedeu aos seguintes ajustes e reclassificações nas suas demonstrações do resultado e do valor adicionado de 31 de dezembro de 2016, originalmente emitidas em 07 de março de 2017 conforme demonstrado a seguir, com base nas orientações emanadas pelo “CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro”. As mudanças efetuadas não alteram o total dos ativos, o patrimônio líquido, o lucro líquido e também não afetam qualquer índice de endividamento financeiro.

A Companhia revisou suas práticas contábeis e concluiu que o ajuste a valor justo do ativo financeiro indenizável da concessão, originalmente apresentado sob a rubrica de “Receita Financeira”, no resultado financeiro, poderia ser melhor classificado no grupo de receitas operacionais, juntamente com as demais receitas relacionadas com a sua atividade fim, por refletir mais apropriadamente o modelo de seu negócio de distribuição de energia elétrica e propiciar a melhor apresentação quanto a sua posição patrimonial e seu desempenho. Tal conclusão está suportada no fato de que:

- (i) O retorno dos negócios de distribuição, sobre o investimento em infraestrutura, é determinado pelo valor justo dessa infraestrutura mais a taxa de “WACC”;
- (ii) Investir em infraestrutura é a atividade precípua de seu negócio, e o seu modelo de gestão está suportado em controlar a construção, manutenção e operação dessa infraestrutura;
- (iii) As receitas tarifárias representam tanto o retorno do ativo intangível quanto uma parte do retorno do ativo financeiro, pelo fato de esses dois ativos contábeis integrarem a base regulatória de remuneração. E as receitas tarifárias estão totalmente registradas como parte da “Receita Operacional Líquida”; e
- (iv) A nova classificação adotada está corroborada pelo parágrafo 23 do OCPC 05 – Contrato de Concessão.

4.19 Novas normas e interpretações ainda não efetivas

Uma série de novas normas serão efetivas para exercícios iniciados após 1º de janeiro de 2018. A Companhia não adotou essas alterações na preparação destas demonstrações financeiras e não planeja adotar estas normas de forma antecipada.

(a) Impacto estimado da adoção do CPC 48 / IFRS 9 e CPC 47 / IFRS 15

A Companhia é obrigada a adotar o CPC 48 / IFRS 9 Instrumentos Financeiros e CPC 47 / IFRS 15 Receita de Contratos com Clientes a partir de 1º de janeiro de 2018. A Companhia já avaliou o impacto estimado que a aplicação inicial do CPC 48 / IFRS 9 (veja (b)) e do CPC 47 / IFRS 15 (veja (c)) terá em suas demonstrações financeiras. O impacto estimado da adoção dessas normas sobre o patrimônio da Companhia em 1º de janeiro de 2018 baseia-se em avaliações realizadas até à data de emissão destas demonstrações financeiras. Os impactos reais da adoção das normas em 1º de janeiro de 2018 podem ser diferentes pois as novas políticas contábeis estão sujeitas a alterações até que a Companhia apresente suas primeiras demonstrações financeiras que incluam a data de aplicação inicial.

A Companhia considera que as seguintes normas não tenham um impacto significativo nas demonstrações financeiras da Companhia no período de adoção inicial.

(i) *CPC 48 / IFRS 9 (Instrumentos Financeiros)*

O CPC 48 / IFRS 9 Instrumentos Financeiros, estabelece requerimentos para reconhecer e mensurar ativos financeiros, passivos financeiros e alguns contratos para comprar ou vender itens não financeiros. Esta norma substitui o CPC 38 / IAS 39 Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração.

(ii) *Classificação - Ativos Financeiros*

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

O CPC 48 / IFRS 9 contém três principais categorias de classificação para ativos financeiros: mensurados ao custo amortizado, ao valor justo por meio de outros resultados abrangentes (VJORA) e ao valor justo por meio do resultado (VJR). A norma elimina as categorias existentes na IAS 39 de mantidos até o vencimento, empréstimos e recebíveis e disponíveis para venda.

De acordo com o CPC 48 / IFRS 9, os derivativos embutidos em contratos onde o hospedeiro é um ativo financeiro no escopo da norma nunca são separados. Em vez disso, o instrumento financeiro híbrido como um todo é avaliado para sua classificação.

Com base na sua avaliação, a Companhia não considera que os novos requerimentos de classificação terão um impacto significativo na contabilização do ativo financeiro da concessão que é mensurado a valor justo.

(iii) *Redução no valor recuperável (Impairment) - Ativos Financeiros*

A IFRS 9 substitui o modelo de "perdas incorridas" do CPC 38 (IAS 39) por um modelo prospectivo de "perdas de crédito esperadas". Isso exigirá um julgamento relevante sobre como as mudanças em fatores econômicos afetam as perdas esperadas de crédito, que serão determinadas com base em probabilidades ponderadas.

O novo modelo de perdas esperadas se aplicará aos ativos financeiros mensurados ao custo amortizado ou ao VJORA, com exceção de investimentos em instrumentos patrimoniais e ativos contratuais.

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

- Perdas de crédito esperadas para 12 meses, ou seja, perdas de crédito que resultam de possíveis eventos de inadimplência dentro de 12 meses após a data base; e
- Perdas de crédito esperadas para a vida inteira, ou seja, perdas de crédito que resultam de todos os possíveis eventos de inadimplência ao longo da vida esperada de um instrumento financeiro.

A mensuração das perdas de crédito esperadas para a vida inteira se aplica se o risco de crédito de um ativo financeiro na data base tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial, e a mensuração de perda de crédito de 12 meses se aplica se o risco não

tiver aumentado significativamente desde o seu reconhecimento inicial. Uma entidade pode determinar que o risco de crédito de um ativo financeiro não tenha aumentado significativamente se o ativo tiver baixo risco de crédito na data base. No entanto, a mensuração de perdas de crédito esperadas para a vida inteira sempre se aplica para contas a receber de clientes e ativos contratuais sem um componente de financiamento significativo. A Companhia optou por aplicar esta política também para contas a receber de clientes.

A Companhia acredita que as perdas por redução ao valor recuperável não deverão aumentar para os ativos no modelo do CPC 48 / IFRS 9. Com base em sua avaliação, a Companhia estimou que a aplicação dos requerimentos de *impairment* do CPC 48 / IFRS 9 em 1º de janeiro de 2018 não resultará em perdas por redução ao valor recuperável de ativos adicionais, em especial, o contas a receber, por julgar que a atual provisão constituída possui critérios suficientes pois incluem provisões para títulos com 90 dias de vencidos na classe de maior risco, e além disto, possui o critério de analisar adicionalmente os 10 mil maiores clientes, com ou sem débitos parcelados. As ações promovidas pela Companhia quanto à recuperação de crédito junto aos clientes devedores tem se mostrado bastante positiva.

As avaliações das perdas estimadas foram baseadas na experiência real de perda de crédito nos últimos anos. A Companhia analisou separadamente o histórico para cada segmento de clientes (residencial, industrial, comercial, rural e setor público). Além disso, quando aplicável, foram observadas se haveria a necessidade de mudanças no risco de crédito seguindo avaliações de crédito externas.

(iv) *Classificação - Passivos Financeiros*

O IFRS 9/CPC 48 retém grande parte dos requerimentos da IAS 39 para a classificação de passivos financeiros.

Contudo, de acordo com a IAS 39, todas as variações de valor justo dos passivos designados como VJR são reconhecidas no resultado, enquanto que, de acordo com o CPC 48 / IFRS 9, estas alterações de valor justo são geralmente apresentadas da seguinte forma:

- O valor da variação do valor justo que é atribuível às alterações no risco de crédito do passivo financeiro são apresentado em ORA; e
- O valor remanescente da variação do valor justo é apresentado no resultado.

A Companhia não designou e não pretende designar passivos financeiros como VJR. A avaliação preliminar da Companhia não indicou qualquer impacto material na classificação dos passivos financeiros em 1º de janeiro de 2018.

(v) *Divulgações*

A IFRS 9 exigirá extensivas novas divulgações, especificamente sobre risco de crédito e perdas de crédito esperadas. A avaliação da Companhia incluiu uma análise para identificar deficiências em relação a informações requeridas nos processos atuais e a Companhia está em processo de implementação de mudanças nos seus sistemas e controles para atender aos novos requisitos.

(vi) *Transição*

As mudanças nas políticas contábeis resultantes da adoção da IFRS 9 serão geralmente aplicadas retrospectivamente, exceto as mudanças descritas a seguir:

- A Companhia irá aproveitar a isenção que lhe permite não reapresentar informações comparativas de períodos anteriores decorrentes das alterações na classificação e mensuração de instrumentos financeiros (incluindo perdas de crédito esperadas). As diferenças nos saldos contábeis de ativos e passivos financeiros resultantes da adoção da IFRS 9, serão geralmente reconhecidas nos lucros acumulados e reservas em 1º de janeiro de 2018.
- As seguintes avaliações devem ser efetuadas com base nos fatos e circunstâncias existentes na data da adoção inicial:
 - a) A determinação do modelo de negócio dentro do qual um ativo financeiro é mantido.
 - b) A designação e revogação de designações anteriores de determinados ativos e passivos financeiros mensurados a VJR.

(b) IFRS 15 Revenue from Contracts with Customers (Receita de Contratos com Clientes)

A IFRS 15 introduz uma estrutura abrangente para determinar se e quando uma receita é reconhecida, e por quanto a receita é mensurada. A IFRS 15 substitui as atuais normas para o reconhecimento de receitas, incluindo o CPC 30 (IAS 18) Receitas, CPC 17 (IAS 11) Contratos de Construção e a CPC 30 Interpretação A (IFRIC 13) Programas de Fidelidade com o Cliente.

Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha impacto significativo em suas demonstrações financeiras.

• **Fornecimento de energia elétrica**

A Companhia reconhece a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que a energia fornecida é faturada, mediante a multiplicação do consumo medido pela tarifa vigente. Além do consumo de energia medido na data de leitura, entre a data dessa medição e o encerramento do mês, a Companhia reconhece a receita não faturada através de estimativa, que é contabilizada em subcontas contábeis apropriadas de fornecimento, suprimento e encargos de distribuição e transmissão não faturados.

De acordo com a IFRS 15/CPC 47, as Controladas CEMAR e CELPA somente podem contabilizar os efeitos dos contratos com os cliente quando for provável que receberá a contraprestação à qual terá direito em troca dos bens ou serviços que serão transferidos. Ao avaliar se a possibilidade de recebimento do valor da contraprestação é provável, a Companhia deve considerar apenas a capacidade e a intenção do cliente de pagar esse valor da contraprestação, quando devido. Desse modo, contratos celebrados com clientes que apresentam longo histórico de inadimplência e que por diversos motivos não estão com o fornecimento de energia suspenso, deverão deixar de ter as respectivas receitas reconhecidas. Com base na avaliação da Companhia, esse impacto não é relevante.

As Controladas CEMAR e CELPA são avaliadas pela ANEEL em diversos aspectos no fornecimento de energia elétrica para clientes. Entre eles, está a qualidade do serviço e do produto oferecidos aos consumidores. A qualidade dos serviços prestados compreende a avaliação das interrupções no fornecimento de energia elétrica. Destacam-se no aspecto da qualidade do serviço os indicadores de continuidade coletivos, DEC e FEC, e os indicadores de continuidade individuais DIC, FIC e DMIC. Uma vez descumpridos esses indicadores, a Companhia é obrigada a ressarcir os clientes, através de desconto na fatura mensal de consumo de energia. Atualmente, essas penalidades são contabilizadas como despesa operacional.

De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a receita deve ser reconhecida de forma líquida de contraprestação variável. Eventuais descontos, abatimentos, restituições, créditos, concessões de preços, incentivos, bônus de desempenho, penalidades ou outros itens similares, são classificados pela norma como contraprestação variável. Desse modo, as penalidades que representam ressarcimento aos clientes deverão ser contabilizadas como redutoras da receita de fornecimento de energia e não mais como despesa operacional. Com base na avaliação da Companhia, esse impacto não é relevante.

- **Câmara de Comercialização de Energia - CCEE**

As Controladas CEMAR e CELPA reconhecem a receita pelo valor justo da contraprestação a receber no momento em que o excedente de energia é comercializado no âmbito da CCEE. A contraprestação corresponde à multiplicação da quantidade de energia vendida para o sistema pelo Preço de Liquidação das Diferenças (PLD).

De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a receita deve ser reconhecida quando o cliente obtém o controle da energia vendida. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto em suas demonstrações financeiras.

- **Receita pela disponibilidade da rede elétrica**

Essa receita é constituída pelos custos da rede de distribuição e a remuneração das Controladas CEMAR e CELPA pela prestação do serviço ao consumidor final, que compreende consumidores cativos e livres, com base na cobrança de uma tarifa homologada pela ANEEL.

De acordo com a IFRS 15/CPC 47, a receita deve ser reconhecida quando o cliente obtém o controle da energia vendida. Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto em suas demonstrações financeiras.

- **Remuneração do ativo financeiro**

Corresponde a receita de juros que é reconhecida pela taxa efetiva sobre o montante do principal em aberto, sendo a taxa de juros efetiva aquela que iguala exatamente os recebimentos de caixa futuros apurados durante a vida estimada do ativo financeiro ao valor contábil inicial deste ativo.

Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo em suas demonstrações financeiras.

- **Valores a receber da parcela A e outros itens financeiros**

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

Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo em suas demonstrações financeiras.

- **Receita de construção da infraestrutura da concessão**

É constituída por investimentos em infraestrutura, com o objetivo de manutenção da operação até o término do contrato de concessão. A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de

transmissão e distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual à zero, pois há a contrapartida em custos pelo mesmo valor.

O desempenho por parte da Companhia melhora o ativo de concessão, que possui direito executável ao pagamento pelo desempenho concluído até a data presente, tendo em vista que o contrato de concessão prevê o direito a indenização em casos de extinção da concessão, retomada do serviço pelo poder concedente e caducidade em casos de inadimplência. A receita de construção é reconhecida ao longo da execução da obra, juntamente com o custo.

Com base em sua avaliação, a Companhia não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha um impacto significativo em suas demonstrações financeiras.

i) Transição

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

A Companhia planeja utilizar os expedientes práticos para contratos concluídos. Isso significa que os contratos concluídos que começaram e terminaram no mesmo período de apresentação comparativo, bem como os contratos que são contratos concluídos no início do período mais antigo apresentado, não serão reapresentados.

A Companhia está atualmente realizando uma avaliação detalhada do impacto resultante da aplicação do IFRS 15/CPC 47 e espera divulgar informações quantitativas adicionais antes da adoção da norma.

(c) IFRS 16 Leases (arrendamentos)

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

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

A IFRS 16 introduz um modelo único de contabilização de arrendamentos no balanço patrimonial para arrendatários. Um arrendatário reconhece um ativo de direito de uso que representa o seu direito de utilizar o ativo arrendado e um passivo de arrendamento que representa a sua obrigação de efetuar pagamentos do arrendamento. Isenções estão disponíveis para arrendamentos de curto prazo e itens de baixo valor. A contabilidade do arrendador permanece semelhante à norma atual, isto é, os arrendadores continuam a classificar os arrendamentos em financeiros ou operacionais.

A Companhia não possui contratos de arrendamentos, desta forma não espera que a aplicação da IFRS 15/CPC 47 tenha impacto em suas demonstrações financeiras..

4.20 Assuntos regulatórios

4.20.1 Bandeiras tarifárias

A Resolução Normativa nº 547, de 16 de abril de 2013, criou o sistema de aplicação de Bandeiras Tarifárias, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2015, com finalidade de repassar ao consumidor, os custos adicionais de geração térmica, compra de energia no mercado de curto prazo, encargos de serviços do sistema e risco hidrológico.

Atualmente, existem quatro faixas de bandeiras: vermelha - patamar 1, com acréscimo de R\$ 0,03/MWh, vermelha - patamar 2, cujo acréscimo na tarifa de energia é de R\$ 0,05/MWh, amarela, com acréscimo de R\$ 0,01/MWh e verde, sem acréscimo.

Em 2017 e 2016, vigorou as seguintes bandeiras tarifárias:

	Cor da bandeira	
	2017	2016
Jan	Verde	Vermelha Patamar 2
Fev	Verde	Vermelha Patamar 1
Mar	Amarela	Amarela
Abr	Vermelha Patamar 1	Verde
Mai	Vermelha Patamar 1	Verde
Jun	Verde	Verde
Jul	Amarela	Verde
Ago	Vermelha Patamar 1	Verde
Set	Amarela	Verde
Out	Vermelha Patamar 2	Verde
Nov	Vermelha Patamar 2	Amarela
Dez	Vermelha Patamar 1	Verde

No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia reconheceu o montante de R\$ 117.653 (R\$ 56.110 em 31 de dezembro de 2016) de bandeira tarifária, sendo que deste montante R\$ 76.122 foram repassados para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias CCRBT (R\$ 1.906 em 31 de dezembro de 2016), criada por meio do Decreto nº 8.401/2015 e administrada pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE.

4.20.2 Sobrecontratação de energia

De acordo com o Modelo Regulatório, as distribuidoras devem contratar antecipadamente 100% da energia elétrica necessária para fornecimento aos seus clientes por meio de leilões regulados pela ANEEL. Tais leilões, realizados com apoio da CCEE, ocorrem com antecedência de um a sete anos, em relação ao início do suprimento da energia contratada. A possibilidade de contratação com antecedência de até sete anos passou a existir após a publicação do Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017.

Conforme previsto na regulamentação do setor, em especial o Decreto nº 5.163/2004 se a energia contratada estiver dentro do limite de até 5% acima da necessidade total de energia da distribuidora, haverá repasse integral às tarifas do custo incorrido com a compra de energia excedente. Contudo, quando a distribuidora ultrapassar o referido limite e sendo este ocasionado de forma voluntária, fica exposta à variação entre o preço de compra e o de venda do montante excedente no mercado de curto prazo.

O Decreto nº 9.143, de 22 de agosto de 2017 determinou uma redução de lastro para fins de cobertura de consumo das distribuidoras, de 95% para 90%, referente às cotas de garantia física de energia, das usinas hidrelétricas com concessões prorrogadas ou licitadas nos termos da Lei nº 12.783/2013, com vigência a partir de 1º de setembro de 2017.

No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia fez uso dos mecanismos disponíveis para gerenciar a sobrecontratação.

4.20.3 *Conta de Desenvolvimento Energético - CDE*

As distribuidoras de energia elétrica enfrentaram ao longo dos anos de 2013 e 2014 uma significativa pressão sobre os seus resultados e dispêndios de caixa em decorrência da forte elevação dos custos da energia ocasionados pela: (i) elevação de preços no mercado de curto prazo devido a redução da oferta de contratos de energia a partir da não renovação de algumas concessões de usinas geradoras; (ii) condições hidro energéticas desfavoráveis à época, o que culminou no despacho das usinas térmicas com preços bem mais elevados. Diante deste cenário, o Governo Federal, dentre outras medidas, permitiu o repasse às distribuidoras de recursos provenientes do fundo da CDE para neutralizar esses efeitos.

Sendo os recursos provenientes do fundo da CDE insuficientes para neutralizar a exposição das distribuidoras, foi publicado em abril de 2014 o Decreto nº 8.221, que criou a Conta no Ambiente de Contratação Regulada - CONTA-ACR, a fim de normatizar o procedimento da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) para contratação de empréstimos junto a bancos e consequente repasse às empresas distribuidoras.

Para que a CCEE pudesse iniciar a liquidação dos seus compromissos junto aos bancos, todas as distribuidoras iniciaram o repasse nas tarifas a partir do mês de seu Reajuste ou Revisão Tarifária de 2015. Sendo assim, através da Resolução Normativa nº 2.004/15, a ANEEL homologou para a Companhia um incremento na tarifa equivalente a R\$ 11.822 por mês, que está sendo atualizado periodicamente.

Em 25 de abril de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.231, que homologou para a Companhia o valor de R\$ 9.078 por mês, no período de abril de 2017 a março de 2018, e R\$ 11.822 no período de abril de 2018 a março de 2020. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia efetuou o pagamento de R\$ 117.170 (R\$ 137.525, em 31 de dezembro de 2016).

A CCEE vem liquidando esse compromisso financeiro com o recebimento das parcelas vinculadas ao pagamento das obrigações de cada distribuidora junto à CCEE. Essas parcelas são estabelecidas pela ANEEL para pagamento mensal de cada empresa distribuidora de energia e não possuem nenhuma vinculação com o valor de reembolso recebido por meio da operação de empréstimo captado pela CCEE. Adicionalmente, a Companhia não disponibilizou nenhuma garantia direta ou indireta para esses contratos.

4.20.4 *Revisão Tarifária Periódica - RTP*

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 2.226 de 25 de abril de 2017, homologou o resultado da 4ª Revisão Tarifária Periódica da Companhia, em 10,95%, dos quais 6,92% correspondem ao reposicionamento tarifário econômico e 4,03% aos componentes financeiros pertinentes.

Considerando como referência os valores praticados atualmente, o efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores da concessionária é de 12,88%, sendo de 11,49%, em média, para os consumidores conectados na alta tensão e de 13,21%, em média, para os consumidores conectados na baixa tensão. As novas tarifas entraram em vigor a partir de 28 de agosto de 2017 com vigência até 28 de agosto de 2018.

5 Caixa e equivalentes de caixa

	31/12/2017	31/12/2016
Caixa e bancos	60.846	45.413
Aplicações financeiras de curto prazo (i)	1.681.672	519.527
Total	1.742.518	564.940
 (i) Aplicações financeiras de curto prazo		
	31/12/2017	31/12/2016
CDB (a)	246.434	412.376
Debêntures compromissadas (a)	60.323	107.151
Fundos de investimentos (b)	1.374.915	-
Total	1.681.672	519.527

- (a) A variação é resultado da adequação a política de investimentos do grupo Equatorial Energia, migrando os recursos de CDB para Fundos de Investimentos Exclusivos do grupo Equatorial Energia; e
- (b) A variação é: i) resultado da adequação a política de investimentos do grupo Equatorial Energia, migrando os recursos de investimento de curto prazo (Fundos de Investimentos Exclusivos do Grupo Equatorial Energia) para caixa e equivalentes de caixa. Estas aplicações apesar de atenderem anteriormente às premissas do CPC 03 (R2), quanto à classificação como caixa e equivalentes de caixa, estavam classificadas como investimentos de curto prazo (nota explicativa nº 6) pois não havia a expectativa da Administração em utilizar estes recursos na gestão de caixa da Companhia; ii) entrada da 1ª emissão de Notas Promissórias no valor de R\$ 500.000 iii) entrada da 8ª. Emissão de debêntures no valor de R\$500.000.

As aplicações financeiras de curto prazo referem-se, substancialmente, a renda fixa, lastreados a CDB - Certificados de Depósitos Bancários e Operações Compromissadas com característica de recompra, de alta liquidez, contratados diretamente com as instituições financeiras que operam no Mercado Financeiro Nacional e possuem baixo risco de crédito. Tais aplicações são remuneradas pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) com percentual em torno de 99,98% (96,01% em 31 de dezembro de 2016) e estão disponíveis para utilização nas operações da Companhia, prontamente conversíveis em um montante conhecido de caixa e estão sujeitos a um insignificante risco de mudança de valor, ou seja, são ativos financeiros com liquidez imediata. Essas operações têm vencimentos inferiores a três meses da data de contratação e com compromisso de recompra pelo emissor, logo são classificadas como caixa e equivalentes de caixa, conforme CPC 03 (R2).

Os fundos de investimentos representam operações de baixo risco em instituições financeiras com classificação de risco acima de AA- e são compostos por diversos ativos visando melhor rentabilidade com o menor nível de risco, tais como: títulos de renda fixa, títulos públicos, operações compromissadas, debêntures, CDBs, entre outros, de acordo com a política de investimento da Companhia. 94,18% das aplicações em fundos de investimentos estão concentrados em fundos exclusivos do Grupo Equatorial Energia. As operações são remuneradas pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI) com percentual em torno de 102,95% em 31 de dezembro de 2017 (99,75% em 31 de dezembro de 2016) e classificados como ativos financeiros ao valor justo. Essas operações têm vencimentos inferiores a três meses da data de contratação e com compromisso de recompra pelo emissor, logo são classificadas como caixa e equivalentes de caixa, conforme CPC 03 (R2).

6 Investimento de curto prazo

	31/12/2017	31/12/2016
Fundos de investimentos	-	795.580
Outros	394	380
	<hr/>	<hr/>
Total	394	795.960
	<hr/>	<hr/>

7 Contas a receber de clientes

7.1 Composição dos saldos

	31/12/2017	31/12/2016
Contas a receber de consumidores faturados	520.265	456.332
Contas a receber de consumidores não faturados (a)	126.955	119.743
Parcelamentos (b)	373.877	278.451
Baixa renda e viva luz	46.612	35.807
Outras	47.260	48.913
	<hr/>	<hr/>
Total	1.114.969	939.246
	<hr/>	<hr/>
(-) Provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber	(125.591)	(91.892)
	<hr/>	<hr/>
Total contas a receber clientes	989.378	847.354
	<hr/>	<hr/>
Circulante	830.394	746.057
Não circulante	158.984	101.297

- (a) Consiste na estimativa de energia fornecida entre a data de leitura e o encerramento do mês, conforme prática estabelecida no Manual de Contabilidade do Setor Elétrico de 2015; e
- (b) Parcelamentos sobre faturas de energia elétrica, que podem ser efetuados com prazo de até 48 vezes, no entanto a parcela deve ficar em um patamar de até 30% da fatura do cliente. Os parcelamentos possuem juros de 1% a.m. O crescimento de parcelamentos deve-se principalmente às novas ações de combate à inadimplência que foram implementadas a partir de dezembro de 2016 principalmente nos clientes que já possuíam parte da dívida provisionadas em perdas. Parte destas dívidas foram negociadas com os clientes a medida que eles já não possuíam capacidade de pagar o débito total.

7.2 Provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber

	31/12/2016	Provisões adições	Reversões (baixas)	31/12/2017
Contas a receber de consumidores faturados	52.293	26.977	(23.638)	55.632
Parcelamentos	33.600	40.049	(11.815)	61.834
Outras	5.999	14.211	(12.085)	8.125
	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>
Total	91.892	81.237	(47.538)	125.591
	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>

	31/12/2015	Provisões adições	Reversões (baixas)	31/12/2016
Contas a receber de consumidores faturados	79.179	58.746	(85.632)	52.293
Parcelamentos	7.463	55.998	(29.861)	33.600
Outras	2.954	5.499	(2.454)	5.999
Total	89.596	120.243	(117.947)	91.892

A constituição da provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber está de acordo com os critérios definidos segundo a melhor estimativa da Administração e considerando a Instrução Geral nº 6.3.2 do Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica, a seguir resumidos:

Cientes com débitos relevantes

Análise individual do saldo a receber dos consumidores, por classe de consumo, considerado de difícil recebimento. Para os 10 mil maiores clientes, com ou sem débitos parcelados, com faturas provisionadas como perda por classe de consumo, consideram-se todas as suas demais faturas, vencidas e a vencer, para inclusão na provisão para redução ao valor recuperável.

Para os demais casos aplicamos a regra abaixo

- Consumidores residenciais - Vencidos há mais de 90 dias;
- Consumidores comerciais - Vencidos há mais de 180 dias; e
- Consumidores industriais, rurais, poderes públicos, iluminação pública, serviços públicos e outros - vencidos há mais 360 dias.

Os critérios apresentados acima também são adotados para o contas a receber de parcelamento.

a. Contas a receber de consumidores faturados

	31/12/2017			
	Saldos a vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total
Residencial	112.073	139.438	30.603	282.114
Industrial	13.567	5.010	3.923	22.500
Comercial	50.733	21.701	7.259	79.693
Rural	9.249	7.017	4.380	20.646
Poder público	26.620	26.674	10.237	63.531
Iluminação pública	8.452	4.197	5.480	18.129
Serviço público	14.323	12.704	6.625	33.652
Total fornecimento faturado	235.017	216.741	68.507	520.265

	31/12/2016			
	Saldos a vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total
Residencial	72.015	130.769	29.903	232.687
Industrial	12.671	7.029	6.008	25.708
Comercial	43.862	25.649	8.045	77.556
Rural	7.159	5.251	4.563	16.973
Poder público	61.565	1.433	1.990	64.988
Iluminação pública	15.669	5	660	16.334
Serviço público	21.334	360	392	22.086
Total fornecimento faturado	<u>234.275</u>	<u>170.496</u>	<u>51.561</u>	<u>456.332</u>

b. Parcelamentos

	31/12/2017			
	Saldos a vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total
Residencial	177.381	17.101	43.854	238.336
Industrial	4.654	581	3.569	8.804
Comercial	19.260	2.044	7.383	28.687
Rural	6.788	804	1.988	9.580
Poder público	42.421	1.146	2.702	46.269
Iluminação pública	10.221	953	616	11.790
Serviço público	28.639	873	899	30.411
Total do parcelamento	<u>289.364</u>	<u>23.502</u>	<u>61.011</u>	<u>373.877</u>

	31/12/2016			
	Saldos a vencer	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total
Residencial	144.569	14.773	22.952	182.294
Industrial	5.220	855	2.832	8.907
Comercial	18.411	2.333	4.230	24.974
Rural	6.515	581	1.290	8.386
Poder público	23.427	1.878	2.576	27.881
Iluminação pública	7.907	502	101	8.510
Serviço público	15.843	922	734	17.499
Total do parcelamento	<u>221.892</u>	<u>21.844</u>	<u>34.715</u>	<u>278.451</u>

8 Serviços pedidos

Refere-se aos custos apurados através de serviços executados para terceiros ou para a própria outorgada registrados através de Ordens de Serviço - ODS, custos referentes à retirada (baixa) de bem integrante do ativo imobilizado registrados através de Ordens de Desativação - ODD e custos de alienações de bens mediante a emissão de Ordens de Alienação - ODA, sendo os critérios para apuração desses custos estabelecidos e determinados pelo Manual de Contabilidade do Serviço Público de Energia Elétrica - MCSE.

	31/12/2017	31/12/2016
Desativações e alienações em curso (a)	15.784	4.988
Serviço próprio	3.401	2.546
Serviço próprio P&D e PEE (b)	20.739	22.443
Serviços prestados a terceiros (c)	12.730	8.158
Transformação fabricação e reparos de materiais	1.171	1.002
Ordem de dispêndio a reembolsar - ODR (d)	6.901	2.719
Total	60.726	41.856

- (a) Desativação de bens em consonância com regulamento da ANEEL, impactado principalmente em 2017 pelo processo de revisão tarifária;
- (b) Consiste na aplicação de recursos em projetos que têm como objetivo a promoção da eficiência energética no uso final da energia elétrica;
- (c) Referem-se principalmente ao aumento da instalação e retirada de rede e ramal de serviço e financiamento de padrão a consumidores; e
- (d) Trata-se de valores a receber referente a desembolsos efetuados pela Companhia entre partes relacionadas.

9 Valores a receber (devolver) da parcela A e outros itens financeiros

A conta de Compensação dos Valores da Parcela A (CVA) é o mecanismo destinado a registrar as variações de custos relacionados à compra de energia e encargos regulatórios, ocorridas no período entre reajustes tarifários e/ou revisões periódicas, de modo a permitir maior neutralidade no repasse destas variações para as tarifas, onde a concessionária contabiliza as variações destes custos como ativos e passivos regulatórios, conforme demonstrado a seguir:

	31/12/2017		
	Circulante	Não circulante	Total
Parcela A			
CDE - conta de desenvolvimento energético	(4.265)	(9.960)	(14.225)
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	208	-	208
Rede básica	3.143	14.286	17.429
Compra de energia - CVA	63.148	147.747	210.895
ESS - encargos do serviço do sistema	(36.340)	(73.824)	(110.164)
	25.894	78.249	104.143
Itens financeiros			
Sobrecontratação de energia	9.738	75.297	85.035
Neutralidade	6.478	(11.020)	(4.542)
CEPISA violação do limite de continuidade	86	-	86
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente	-	(11.462)	(11.462)
Ativo regulatório ANGRA III	14.115	3.439	17.554
Outros	826	(213)	613
	31.243	56.041	87.284
Total ativo (passivo)	57.137	134.290	191.427

Companhia Energética do Maranhão S.A. - CEMAR
Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2017

	31/12/2016		
	Circulante	Não circulante	Total
Parcela A			
CDE - conta de desenvolvimento energético	(4.964)	6.119	1.155
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	5.707	-	5.707
Rede básica	930	2.686	3.616
Compra de energia - CVA	33.103	65.891	98.994
ESS - encargos do serviço do sistema	(11.149)	(15.160)	(26.309)
	<u>23.627</u>	<u>59.536</u>	<u>83.163</u>
Itens financeiros			
Sobrecontratação de energia	(3.933)	3.050	(883)
Exposição financeira	(20.011)	(5.545)	(25.556)
Eletronuclear	103	-	103
Neutralidade	(8.610)	(7.018)	(15.628)
CEPISA violação do limite de continuidade	75	-	75
Outros	999	528	1.527
	<u>(31.377)</u>	<u>(8.985)</u>	<u>(40.362)</u>
Total ativo (passivo)	<u>(7.750)</u>	<u>50.551</u>	<u>42.801</u>

A Companhia passou a registrar os valores oriundos das Parcela A de acordo com o período de competência e de maneira prospectiva, conforme OCPC 08 - Reconhecimento de Determinados Ativos e Passivos nos relatórios Contábil-Financeiros de Propósito Geral das Distribuidoras de Energia Elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade.

	31/12/2016	Constituição	Baixa	Atualização	Amortizações	31/12/2017
Parcela A						
CDE - conta de desenvolvimento energético (a)	1.155	(20.058)	1.169	(757)	4.266	(14.225)
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	5.707	(181)	(377)	243	(5.184)	208
Rede básica (b)	3.616	15.990	(114)	609	(2.672)	17.429
Compra de energia - CVA (c)	98.994	139.764	26.927	18.126	(72.916)	210.895
ESS - encargos do serviço do sistema (d)	(26.309)	(109.379)	(1.076)	(5.188)	31.788	(110.164)
	<u>83.163</u>	<u>26.136</u>	<u>26.529</u>	<u>13.033</u>	<u>(44.718)</u>	<u>104.143</u>
Itens financeiros						
Sobrecontratação de energia (e)	(883)	86.528	(531)	2.146	(2.225)	85.035
Exposição financeira (f)	(25.556)	34.158	(27.481)	99	18.780	-
Eletronuclear	103	-	(15)	-	(88)	-
Neutralidade	(15.628)	5.163	2.368	(101)	3.656	(4.542)
CEPISA violação do limite de continuidade	75	86	-	(75)	-	86
Ultrapassagem de demanda e reativo excedente(g)	-	(11.462)	-	-	-	(11.462)
Ativo regulatório ANGRA III (h)	-	24.593	-	657	(7.696)	17.554
Outros	1.527	550	(631)	491	(1.324)	613
	<u>(40.362)</u>	<u>139.616</u>	<u>(26.290)</u>	<u>3.217</u>	<u>11.103</u>	<u>87.284</u>
Total	<u>42.801</u>	<u>165.752</u>	<u>239</u>	<u>16.250</u>	<u>(33.615)</u>	<u>191.427</u>
Circulante	(7.750)					57.137
Não circulante	50.551					134.290

Companhia Energética do Maranhão S.A. - CEMAR
Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2017

	31/12/2015	Constituição	Baixa	Atualização	Amortizações	31/12/2016
Parcela A						
CDE - conta de desenvolvimento energético	26.595	(14.657)	(12.632)	2.952	(1.103)	1.155
PROINFA - Programa de incentivo às fontes alternativas de energia elétrica	196	7.760	1.043	842	(4.134)	5.707
Rede básica	4.748	3.784	(286)	374	(5.004)	3.616
Compra de energia - CVA	95.884	145.946	26.770	8.070	(177.676)	98.994
ESS - encargos do serviço do sistema	(56.810)	(10.098)	(2.286)	(3.867)	46.752	(26.309)
	<u>70.613</u>	<u>132.735</u>	<u>12.609</u>	<u>8.371</u>	<u>(141.165)</u>	<u>83.163</u>
Itens financeiros						
Sobrecontratação de energia	(64.658)	17.070	(11.495)	825	57.375	(883)
Exposição financeira	8.835	(42.818)	(108)	(478)	9.013	(25.556)
PIS/COFINS	(11.121)	18.546	(7.425)	-	-	-
Eletro nuclear	3.094	-	16	-	(3.007)	103
Neutralidade	(13.359)	(11.779)	1.928	(971)	8.553	(15.628)
CEPISA violação do limite de continuidade	2.602	(2.527)	-	-	-	75
Outros	701	1.263	502	13	(952)	1.527
	<u>(73.906)</u>	<u>(20.245)</u>	<u>(16.582)</u>	<u>(611)</u>	<u>70.982</u>	<u>(40.362)</u>
Total	<u>(3.293)</u>	<u>112.490</u>	<u>(3.973)</u>	<u>7.760</u>	<u>(70.183)</u>	<u>42.801</u>
Circulante	(14.152)					(7.750)
Não circulante	10.859					50.551

- (a) A conta de CDE teve uma constituição passiva, decorrente da mudança dos valores homologados em 2017 que fizeram com que a despesa com esse encargo fosse reduzida. Porém como o reajuste tarifário da Companhia acontece somente em agosto, então até o reajuste a base tarifária ainda considerava o custo homologado em 2016, o qual era maior que o de 2017;
- (b) O aumento dos custos com as transmissoras da Rede Básica é decorrente do orçamento aprovado pela ANEEL em 2017, que elevou as tarifas das transmissoras, incorrendo em maiores custos;
- (c) A variação na conta CVA Compra de Energia decorre do aumento dos custos com os novos contratos vigentes a partir de 2017, acréscimo de maiores custos com o risco hidrológico e efeito disponibilidade que são resultados dos custos repassados as distribuidoras para atendimento do mercado, afetado diretamente pelo cenário em que a situação hidrológica ainda está a baixo do nível esperado, o acionamento de térmicas com PLD elevado se faz necessário, incorrendo em maiores custos;
- (d) O Encargo de Serviço do Sistema está relacionado ao pagamento de Usinas Térmicas despachadas e que operam com o preço de compra acima do PLD. A medida de despachar essas térmicas é tomada pelo Operador Nacional do Sistema - ONS para garantir a segurança energética do sistema. Na revisão tarifária periódica da Companhia, o valor de previsão desse encargo concedido pela ANEEL foi superior aos custos efetivamente pagos pela Companhia, o que no procedimento de modicidade tarifária resulta na devolução via passivo regulatório. Com isso no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a conta de ESS realizou-se abaixo da cobertura tarifária, o que resulta em uma constituição passiva de R\$ 109.379, oriundo do cenário de redução da quantidade de despacho térmico (nota de movimentação da CVA). Acrescenta-se ainda o recebimento de receitas da Conta de Energia de Reserva, CONER;
- (e) No exercício findo em 31 de dezembro de 2016 o PLD teve média de R\$ 82,75 a cada MWh, sendo inferior ao exercício de 2017, que teve um preço médio de R\$ 201,66 para cada MWh, e com isso constituindo um componente ativo do ano de 2017. ; A apuração da sobrecontratação é resultante da diferença entre o PLD e o preço médio de compra da distribuidora, associado a montante negociado ao mercado de curto prazo;
- (f) Após o processo de revisão tarifária periódica de 2017, a ANEEL alterou a forma de contabilizar a exposição financeira pois passou a considerar como ativo/passivo regulatório na constituição da CVA de energia;
- (g) Devido a primeira revisão tarifária subsequente ao 3º ciclo de revisão tarifária das concessionárias de distribuição de energia elétrica foi estabelecida sistemática em que o valor acumulado de receitas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativo até a data do laudo de avaliação dos ativos, deverá ser transferido para a conta de obrigações especiais, quando, então, receberá o tratamento usual da contrapartida da depreciação dos respectivos ativos alocados como investimentos originários dessas obrigações especiais
- (h) Refere-se ao recálculo das tarifas dos agentes de distribuição de maneira a excluir do Encargo de Energia de Reserva (EER) a parcela correspondente à contratação da usina nuclear de Angra III no ano de 2016. Em dezembro de 2015, por meio do Despacho n. 4.043, a ANEEL determinou o não recolhimento do encargo para os anos de 2016 e 2017, devido às obras da usina não terem sido concluídas.

Anualmente, no mês de agosto, a ANEEL apura o novo índice do reajuste tarifário da Companhia adequando suas despesas da Parcela A (custo não gerenciáveis, como compra de energia, encargos setoriais, encargos de transmissão). Através da Resolução Homologatória nº 2.289, de 22 de agosto de 2017, a ANEEL realizou a revisão tarifária da Companhia, onde as novas tarifas entraram em vigor no dia 28 de agosto de 2017 com vigência até 27 de agosto de 2018.

Neste processo as CVA contabilizadas pela Companhia são validadas devendo ser feito a baixa das diferenças apuradas entre o valor apurado pela Companhia e o concedido pela ANEEL no

mesmo período. A apuração das diferenças desses diversos pontos é chamada de efeito do reajuste na Companhia. As tarifas de aplicação da CEMAR ficaram em média, reajustadas em 12,88%, correspondendo ao efeito tarifário médio a ser percebido pelos consumidores, considerando-se os componentes financeiros incluídos nas tarifas da Companhia.

As amortizações são resultantes dos Componentes dos Reajustes e Revisões Tarifárias Periódicas. O exercício de 2017 foi influenciado pelos reajustes de 2016 e 2017, cujos componentes tarifários financeiros recebidos foram de R\$ 15.742 negativos e R\$ 113.270 respectivamente.

10 Outros créditos a receber

	31/12/2017	31/12/2016
Circulante		
Valores a recuperar de empregados	1.806	1.230
Adiantamento a fornecedores	6.374	3.470
Alienação de bens e direitos	3.982	4.352
Créditos em conta de energia elétrica	364	663
Despesas pagas antecipadamente	894	894
Arrecadação de convênios (a)	23.888	-
Neutralidade PIS/COFINS (b)	-	4.967
Subvenção Descontos Tarifários (c)	17.350	-
Outros créditos a receber	10.500	4.219
	<hr/>	<hr/>
Total	65.159	19.795
	<hr/>	<hr/>
	31/12/2017	31/12/2016
Não circulante		
Caução em garantia (d)	10.703	10.337
Outros créditos a receber	759	986
	<hr/>	<hr/>
Total	11.462	11.323
	<hr/>	<hr/>

- (a) Referem-se principalmente às taxas administrativas de faturamento da contribuição de iluminação pública;
- (b) Diferenças apuradas entre o PIS/COFINS resultantes da aplicação das alíquotas médias equivalentes sobre a receita do mês de referência e os valores efetivamente arrecadados no mês de vigência da alíquota média equivalente;
- (c) Referem-se aos valores de subsídio CCEE conforme Nota Técnica da ANEEL nº 226 de 26 de julho de 2017; e
- (d) Em cumprimento às exigências contratuais do contrato de Dívida de Médio e Longo Prazo (DMLP), junto à Secretaria do Tesouro Nacional (STN), Bônus de Desconto e Bônus ao Par, são mantidas garantias constituídas em forma de caução em dinheiro junto a STN e que se destinam a amortizar os valores de principal desses empréstimos, cujo vencimento se dá em 15 de abril de 2024, cujo saldo em 31 de dezembro 2017 é R\$ 10.703 (R\$ 10.337 em 31 de dezembro de 2016).

11 Impostos a recuperar

Os saldos do circulante e não circulante em decorrência das retenções ou antecipações legais estão demonstrados conforme a seguir:

11.1 Impostos e contribuições a recuperar

	31/12/2017	31/12/2016
Circulante		
ICMS a recuperar (CIAP) (a)	32.627	32.627
INSS	165	-
PIS e COFINS	1.516	-
Outros	3.779	3.559
	<hr/>	<hr/>
Total	38.087	36.186
	<hr/>	<hr/>
Não circulante		
ICMS a recuperar (CIAP) (a)	61.743	63.571
Outros	723	722
	<hr/>	<hr/>
Total	62.466	64.293
	<hr/>	<hr/>

- (a) A Companhia possui impostos a recuperar referentes a créditos de ICMS sobre aquisição de materiais destinados ao ativo imobilizado, apropriados à proporção de 1/48 avos.

11.2 Impostos e contribuições sobre o lucro a recuperar

	31/12/2017	31/12/2016
Circulante		
IRRF sobre aplicação financeira (a)	47.801	25.704
IRPJ/CSLL a restituir	11.319	11.476
IRRF/CSLL retido na fonte	13.126	4.134
	<hr/>	<hr/>
Total	72.246	41.314
	<hr/>	<hr/>

- (a) Os valores registrados são originários de antecipações e de valores retidos na fonte de aplicações financeiras e operações de mutuo financeiro com as controladas, do ano de 2017.

12 Partes relacionadas

Os principais saldos de ativos e passivos em 31 de dezembro de 2017 e 2016, assim como as transações que influenciaram o resultado do exercício, relativas a operações com partes relacionadas decorrem de transações da Companhia com sua controladora, acionistas e suas partes relacionadas, profissionais-chaves da Administração (Presidente e Diretores) e outras partes relacionadas, conforme Deliberação CVM nº 560, de 11 de dezembro de 2008, que aprovou o CPC 05 - Divulgações sobre Partes Relacionadas estão demonstradas conforme a seguir:

Companhia Energética do Maranhão S.A. - CEMAR
Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2017

Companhias	Ref.	Natureza da operação	31/12/2017			31/12/2016		
			Ativo	Passivo	Resultado	Ativo	Passivo	Resultado
ELETROBRAS	(a)	Empréstimo	-	(131.946)	-	-	(218.182)	18.438
		Dividendos	-	(32.132)	-	-	(25.506)	-
FASCEMAR	(b)	Previdência privada	-	-	(2.673)	-	-	2.627
		Contas a receber	3.234	-	-	-	-	-
		Reserva de amortização	-	(36)	-	-	-	-
		Contrato de compartilhamento	13	-	-	13	-	-
Equatorial Energia	(c)	Contrato de compartilhamento	842	-	-	511	-	-
		Dividendos	-	(59.962)	-	-	(49.499)	-
Geradora de Energia do Norte	(d)	Compra de energia elétrica	-	(151)	(9.229)	-	-	1.743
55 Soluções	(e)	Contrato de compartilhamento	2.311	-	-	1.192	(647)	-
		Contrato de serviços	-	(6.549)	(65.080)	-	-	-
Equatorial Telecomunicação	(f)	Contrato de Telecomunicação	-	-	(170)	-	-	-
CELPA	(g)	Contrato de compartilhamento	1.364	-	(489)	874	-	-

- (a) Os valores com a Eletrobras são referentes aos dividendos a pagar e a contratos de empréstimos. Os contratos de empréstimos com a Eletrobras são provenientes de linhas de financiamento específicas para o Setor Elétrico e suas condições são igualmente praticadas com outras distribuidoras de energia elétrica do Brasil;
- (b) Os valores com a FASCEMAR são provenientes das contribuições da patrocinadora CEMAR com sua Fundação de Previdência Complementar. As condições do plano de previdência da CEMAR com a FASCEMAR estão descritas conforme Nota 33;
- (c) Os valores com a Equatorial Energia S.A. (Controladora da CEMAR) são provenientes do contrato de compartilhamento de recursos humanos, administrativos e rateio proporcional das respectivas despesas incorridas; e de dividendos a pagar;
- (d) Os valores com Geradora de Energia do Norte S.A. ("Gera Maranhão") são provenientes do contrato de compra de energia elétrica CCEAR Nº 5555/2007 - 29413N - 29414N, que é pactuado em condições normais de mercado, com vigência até 2024;
- (e) Os valores com a 55 Soluções são provenientes do contrato de compartilhamento de recursos humanos, administrativos e rateio proporcional das respectivas despesas incorridas, com prazo de duração indeterminado;
- (f) Os valores com a Equatorial Telecomunicação são provenientes do contrato de telecomunicações; e
- (g) Os valores com a CELPA são provenientes do contrato de compartilhamento de infraestrutura.

A Companhia adicionalmente possui as seguintes partes relacionadas, para as quais não há saldos movimentados durante os exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e 2016: Solenergias Comercializadora de Energia; Hélios Energia Comercializadora de Serviços; Equatorial Transmissão, Equatorial Transmissora 1 SPE, Equatorial Transmissora 2 SPE; Equatorial Transmissora 3 SPE; Equatorial Transmissora 4 SPE; Equatorial Transmissora 5 SPE; Equatorial Transmissora 6 SPE; Equatorial Transmissora 7 SPE; Equatorial Transmissora 8 SPE e Integração Transmissora de Energia.

Remuneração de pessoal-chave da Administração

O pessoal-chave da Administração inclui os Conselheiros de Administração e Diretores. A remuneração total foi fixada em até R\$ 16.000, conforme Assembleia Geral Ordinária, realizada em 26 de abril de 2017.

Proporção de cada elemento na remuneração total, referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2017:

Conselho de Administração	
Remuneração fixa:	100%
Diretoria	
Remuneração fixa:	38%
Benefícios	1%
Remuneração variável:	61%

Remuneração do Conselho de Administração e da Diretoria paga pela Companhia no exercício:

	Conselho de Administração	Diretoria Estatutária	Total
Números de membros	<u>7</u>	<u>8</u>	<u>15</u>
Remuneração Fixa Anual	<u>336</u>	<u>3.006</u>	<u>3.342</u>
Salário ou Pró-labore	336	2.762	3.098
Benefícios diretos e indiretos	<u>-</u>	<u>244</u>	<u>244</u>
Remuneração variável	<u>-</u>	<u>5.322</u>	<u>5.322</u>
Bônus	<u>-</u>	<u>5.264</u>	<u>5.264</u>
Benefícios pós emprego	<u>-</u>	<u>58</u>	<u>58</u>
Valor total da remuneração por órgão	<u><u>336</u></u>	<u><u>8.328</u></u>	<u><u>8.664</u></u>

Garantias

A Equatorial Energia S.A., controladora da CEMAR, presta garantia como avalista ou fiadora da Companhia sem ônus nos contratos de financiamentos abaixo listados:

Instituição	Valor do financiamento	% do aval	Início	Término	Valor liberado	31/12/2017
Agência Especial de Financiamento Industrial - FINAME PSI (Simplificado)	776	100	25/03/2010	15/10/2019	776	179
Agência Especial de Financiamento Industrial - FINAME PSI (Convencional)	17.262	100	17/08/2010	15/04/2020	17.262	5.083
Banco do Brasil - CCB Nº 21/00003-4	90.000	100	19/12/2014	11/04/2018	90.000	91.469
Banco do Brasil - CCB Nº 20/02000-7	150.000	100	19/12/2014	12/06/2018	150.000	150.515
Banco do Brasil - CCB Nº 20/02002-3	40.000	100	19/12/2014	15/06/2018	40.000	40.103
Banco do Brasil - CCB Nº 2100010-7	20.000	100	19/12/2014	03/12/2017	20.000	-
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES (11.2.0841.1)	175.237	100	11/11/2011	15/11/2021	175.237	16.216
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES (12.2.1211.1)	516.488	100	13/12/2012	15/12/2022	467.280	258.469
Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES (14.2.1233.1)	557.700	100	30/12/2014	15/03/2024	427.375	442.670
Banco do Nordeste do Brasil - BNB (193.2008.2808.3018)	144.939	100	05/02/2009	05/02/2021	144.939	57.768
Caixa Econômica Federal - Contrato Nº 415.866-52/2013 - FINISA	25.763	100	04/10/2013	07/10/2025	25.763	21.461
Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP	<u>7.956</u>	<u>100</u>	<u>07/11/2011</u>	<u>15/03/2020</u>	<u>7.956</u>	<u>2.528</u>
Total	<u><u>1.746.121</u></u>	<u><u>-</u></u>	<u><u>-</u></u>	<u><u>-</u></u>	<u><u>1.566.588</u></u>	<u><u>1.086.461</u></u>

13 Ativo financeiro da concessão

Refere-se à parcela dos investimentos realizados e não amortizados 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 decorrente da aplicação das Interpretações Técnicas ICPC 01(R1) - Contratos de Concessão e ICPC 17 - Contrato de Concessão: Evidenciação, e da Orientação Técnica OCPC 05 - Contratos de Concessão. Essa parcela de infraestrutura classificada como ativo financeiro é remunerada por meio do denominado WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrada mensalmente na tarifa dos clientes.

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

A movimentação dos saldos referentes ao ativo financeiro da concessão está assim apresentada:

Companhia Energética do Maranhão S.A. - CEMAR
Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2017

	31/12/2016	Atualização do ativo financeiro (a)	Capitalização	Baixas	31/12/2017
Ativo financeiro	1.499.213	42.580	288.455	(10.284)	1.819.965
Obrigações especiais	(451.092)	(9.818)	(64.608)	280	(525.239)
Total	1.048.121	32.762	223.847	(10.004)	1.294.726

	31/12/2015	Atualização do ativo financeiro (a)	Capitalização	Baixas	31/12/2016
Ativo financeiro	1.230.765	101.851	171.297	(4.700)	1.499.213
Obrigações especiais (b)	(415.862)	(36.603)	1.373	-	(451.092)
Total	814.903	65.248	172.670	(4.700)	1.048.121

A concessão da Companhia não é onerosa, desta forma, não há obrigações financeiras fixas e pagamentos a serem realizados ao poder concedente.

- (a) Atualização do ativo financeiro
Em 11 de setembro de 2012, foi publicada a Medida Provisória 579, que dispõe sobre a prorrogação e licitação das concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências. Tal medida provisória foi convertida em 11 de janeiro de 2013 na Lei nº 12.783.

De acordo com este normativo legal, o cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do poder concedente.

Visando a melhor estimativa da indenização ao final da concessão, o valor justo do ativo financeiro é revisado mensalmente, considerando a atualização pelo IPCA, por ser este um dos principais critérios de atualização anual utilizada pelo regulador nos processos de reajuste tarifário. Em 23 de novembro de 2015 houve mudança de índice, de IGP-M para IPCA, ocorrida através da Resolução Normativa nº 686/2015 publicado no Diário Oficial da União. As possíveis variações decorrentes do critério de cálculo do Valor Novo de Reposição - VNR também foram consideradas nessa mudança; e

- (b) Obrigações especiais
Representam substancialmente recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica. As obrigações especiais são calculadas com base na participação da fonte de recurso, a saber:
- Os recursos da União são calculados pelo percentual estabelecido no contrato; e
 - Os demais recursos se enquadram na resolução 414/2010 da ANEEL.

14 Intangível

O ativo intangível está constituído conforme a seguir demonstrado:

		31/12/2017			
	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)			(-) Obrigações Vinculadas à Concessão	Valor líquido
		Custo	Amortização		
Em serviço	4,34%	4.156.958	(1.768.584)	(739.840)	1.648.534
Em curso		371.829	-	(61.447)	310.382
Total		4.528.787	(1.768.584)	(801.287)	1.958.916

		31/12/2016			
	Taxas anuais médias ponderadas de amortização (%)	Custo	Amortização	(-) Obrigações Vinculadas à Concessão	Valor líquido
Em serviço	4,26%	4.027.137	(1.667.477)	(772.205)	1.587.455
Em curso		546.980	-	(144.195)	402.785
Total		<u>4.574.117</u>	<u>(1.667.477)</u>	<u>(916.400)</u>	<u>1.990.240</u>

O ativo intangível é composto pelo direito de uso dos bens vinculados ao contrato de serviço de concessão amortizáveis até agosto de 2030, conforme ICPC 01(R1). Com a adoção da ICPC 01 (R1), o valor de amortizações de ativos fixos tangíveis das concessões e os correspondentes subsídios foram reclassificados para a rubrica de Amortização de Intangíveis das Concessões - ICPC 01 (R1).

De acordo com os artigos 63 e 64 do Decreto nº 41.019, de 26 de fevereiro de 1957, a infraestrutura utilizada na distribuição de energia elétrica é vinculada a esses serviços, não podendo ser retirada, alienada, cedida ou dada em garantia hipotecária sem a prévia e expressa autorização da ANEEL.

A Resolução nº 20 da ANEEL, de 3 de fevereiro de 1999, regulamenta a desvinculação dos bens das concessões do Serviço Público de Energia Elétrica, concedendo a autorização prévia para desvinculação da infraestrutura inservível à concessão, quando destinada à alienação, determinando que o produto da alienação seja depositado em conta bancária vinculada para aplicação na própria concessão.

Movimentação do ativo intangível

	31/12/2016	Adições	Baixas	Capitalização/transferência (a)	31/12/2017
Em serviço	4.027.137	-	(182.196)	312.017	4.156.958
(-) Amortização	<u>(1.667.477)</u>	<u>(228.495)</u>	<u>127.388</u>	<u>-</u>	<u>(1.768.584)</u>
Total em serviço	<u>2.359.660</u>	<u>(228.495)</u>	<u>(54.808)</u>	<u>312.017</u>	<u>2.388.374</u>
Em curso	<u>546.980</u>	<u>425.321</u>	<u>-</u>	<u>(600.472)</u>	<u>371.829</u>
Total em curso	<u>546.980</u>	<u>425.321</u>	<u>-</u>	<u>(600.472)</u>	<u>371.829</u>
Obrigações especiais (b)	(1.273.762)	(34.805)	36.161	64.608	(1.207.798)
(-) Amortização	<u>357.362</u>	<u>59.931</u>	<u>(10.782)</u>	<u>-</u>	<u>406.511</u>
Total em obrigações especiais	<u>(916.400)</u>	<u>25.126</u>	<u>25.379</u>	<u>64.608</u>	<u>(801.287)</u>
Total	<u>1.990.240</u>	<u>221.952</u>	<u>(29.429)</u>	<u>(223.847)</u>	<u>1.958.916</u>

Companhia Energética do Maranhão S.A. - CEMAR
Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2017

	31/12/2015	Adições	Baixas	Capitalização/ transferência (a)	31/12/2016
Em serviço	3.813.808	-	(50.645)	263.974	4.027.137
(-) Amortização	(1.493.628)	(199.950)	26.101	-	(1.667.477)
Total em serviço	2.320.180	(199.950)	(24.544)	263.974	2.359.660
Em curso	373.359	608.892	-	(435.271)	546.980
Total em curso	373.359	608.892	-	(435.271)	546.980
Obrigações especiais (b)	(1.235.855)	(36.534)	-	(1.373)	(1.273.762)
(-) Amortização	301.039	56.323	-	-	357.362
Total em obrigações especiais	(934.816)	19.789	-	(1.373)	(916.400)
Total	1.758.723	428.731	(24.544)	(172.670)	1.990.240

- (a) Capitalizações correspondem às transferências do intangível em curso para o intangível em serviço e ativo financeiro da concessão. De acordo com o Manual de Contabilidade do Setor Elétrico - MCSE, 6.3.19 Juros sobre Obras em Andamento - JOA, para os financiamentos contraídos, os valores de juros, variações monetárias e as variações cambiais incorridos até o ativo iniciar suas atividades devem fazer parte do custo histórico do ativo, sendo que esses custos somente poderão ser ativados limitado ao WACC regulatório (ou incorrido se for menor que WACC regulatório). No exercício findo em 31 de dezembro de 2017 o valor do JOA foi de R\$ 3.260 (R\$ 3.962 em 31 de dezembro de 2016); e
- (b) Obrigações especiais representam substancialmente recursos da União Federal, dos Estados e dos Municípios e pela participação de consumidores, vinculados à realização de investimentos na concessão do serviço público de energia elétrica.

Intangível em curso

O saldo do intangível em curso está constituído conforme a seguir demonstrado:

	31/12/2017	31/12/2016
Obras em andamento ¹	313.791	485.472
Materiais em depósitos (a)	55.818	58.564
Adiantamento a fornecedores	2.220	2.944
Total	371.829	546.980

- (a) Material existente nos depósitos vinculados às ordens de ativo intangível - ODI.

O intangível em curso teve uma redução em virtude das capitalizações realizadas de obras em andamento, que representa a transferência do ativo intangível em curso, para o ativo intangível em serviço.

¹ Para fins de comparabilidade e melhor análise dos saldos com o exercício atual, a Companhia reclassificou valores que estavam na rubrica "Provisão para perdas" para a rubrica "Obras em andamento".

15 Fornecedores

	31/12/2017	31/12/2016
Suprimento de energia elétrica (a)	241.002	155.114
Encargos de uso da rede elétrica	31.868	15.356
Materiais e serviços	119.231	134.697
Total	392.101	305.167

- (a) No exercício findo em 31 de dezembro de 2017 as despesas de compra de energia tiveram um preço médio maior que no exercício findo em 31 de dezembro de 2016 devido ao reajuste dos contratos de CCEAR's celebrados com os geradores, assim como com o pagamento do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits de Energia Nova. As despesas de compra de energia no curto prazo tiveram influências em virtude do PLD médio de 2017, que foi liquidado no valor médio de R\$ 201,66, sendo em 2016 o PLD médio praticado de R\$ 82,75. Outro fator relevante que elevou a despesa no suprimento de energia elétrica foi o pagamento referente ao risco hidrológico, que a geração realizada média para 2017 de 79,3%, sendo a diferença valorada para 95% da garantia física até agosto e 90% da garantia física valorada o ao PLD médio. Em 2016 a geração realizada média foi de 87%.

16 Empréstimos e financiamentos

Composição do saldo

		31/12/2017		
	Custo médio da dívida (% a.a.)	Principal e encargos		
		Circulante	Não circulante	Total
Moeda estrangeira (USD)				
Tesouro Nacional	4,56%	124	12.517	12.641
Total moeda estrangeira		124	12.517	12.641
Moeda nacional				
Eletrobras	3,70%	25.889	106.057	131.946
IBM	10,92%	623	576	1.199
BNDES	9,74%	140.114	597.241	737.355
Banco do Brasil	10,61%	284.022	3.097	287.119
BNB	8,50%	18.514	39.254	57.768
Caixa	6,00%	2.812	18.649	21.461
Finep	4,00%	1.126	1.402	2.528
Sudene	7,00%	6.966	23.747	30.713
Votorantim	4,50%	473	580	1.053
Nota promissória (a)	10,52%	982	500.000	500.982
Subtotal		481.521	1.290.603	1.772.124
(-) Custo de captação		(992)	(2.732)	(3.724)
Total moeda nacional		480.529	1.287.871	1.768.400
Total		480.653	1.300.388	1.781.041

- (a) Em 19 de dezembro de 2017 encerrou-se a distribuição pública da 1ª emissão de nota promissória. Os recursos captados, no montante de R\$ 500.000, em uma série, destina-se a, gestão ordinária da Companhia, com o objetivo de cobrir a necessidade de

Companhia Energética do Maranhão S.A. - CEMAR
Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2017

Capital de Giro. Nota promissória contratada com taxa 106% CDI com amortização bullet, com vencimento em 29 de janeiro de 2021. Em 31 de dezembro de 2017 o saldo remanescente é de R\$ 500.982 e a taxa efetiva dessa operação é de 10,52% ao ano.

		31/12/2016		
Custo médio da dívida (%a.a.)		Principal e encargos		
		Circulante	Não circulante	Total
Moeda estrangeira (USD)				
Tesouro Nacional	4,41%	119	12.332	12.451
Operação Itaú	3,00%	133.448	-	133.448
Operação Santander	3,00%	133.355	-	133.355
Total moeda estrangeira		266.922	12.332	279.254
Moeda nacional				
Eletrobras	9,43%	47.582	170.600	218.182
IBM	14,69%	1.267	1.086	2.353
BNDES	10,37%	107.707	619.544	727.251
Banco do Brasil	14,89%	32.545	285.021	317.566
BNB	8,50%	18.639	57.372	76.011
Caixa	6,00%	2.878	21.796	24.674
Finep	4,00%	1.128	2.523	3.651
Sudene	7,00%	6.995	30.534	37.529
Votorantim	4,50%	474	1.050	1.524
Subtotal		219.215	1.189.526	1.408.741
(-) Custo de captação		(1.773)	(3.705)	(5.478)
Total moeda nacional		217.442	1.185.821	1.403.263
Total		484.364	1.198.153	1.682.517

Em 31 de dezembro de 2017 os valores em empréstimos e financiamentos possuíam um custo médio de 9,47% a.a, equivalente a 95,43% do CDI (de 10,87% a.a, equivalente a 79,74% do CDI, em 31 de dezembro de 2016).

Cronograma de amortização da dívida

Em 31 de dezembro de 2017 e 2016, as parcelas relativas ao principal dos empréstimos e financiamentos apresentavam os seguintes vencimentos:

Vencimento	31/12/2017		31/12/2016	
	Valor	%	Valor	%
Circulante	480.653	27%	484.364	29%
2018	-	-	473.560	28%
2019	211.663	12%	199.596	12%
2020	207.746	12%	194.128	12%
2021	629.098	35%	113.691	7%
2022	118.146	7%	220.883	13%
Após 2022	136.467	8%	-	-
Subtotal	1.303.120	73%	1.201.858	71%
Custo de captação (Não circulante)	(2.732)	0%	(3.705)	0%
Não circulante	1.300.388	73%	1.198.153	71%
Total	1.781.041	100%	1.682.517	100%

Movimentação da dívida

A movimentação da conta de empréstimos e financiamentos está conforme a seguir demonstrada:

	Moeda nacional		Moeda estrangeira (USD)		Total
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	
Saldos em 31 de dezembro de 2016	217.440	1.185.822	266.924	12.331	1.682.517
Ingressos	-	595.266	-	-	595.266
Encargos	95.317	-	7.387	-	102.704
Variação monetária e cambial	7.079	12.916	(6.423)	186	13.758
Transferências	507.106	(507.106)	-	-	-
Amortizações de principal	(243.848)	-	(258.733)	-	(502.581)
Pagamentos de juros	(103.301)	-	(9.031)	-	(112.332)
Custo de captação	736	973	-	-	1.709
Saldos em 31 de dezembro de 2017	<u>480.529</u>	<u>1.287.871</u>	<u>124</u>	<u>12.517</u>	<u>1.781.041</u>

	Moeda Nacional		Moeda estrangeira (USD)		Total
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Passivo circulante	Passivo não circulante	
Saldos em 31 de dezembro de 2015	204.499	1.169.996	2.108	332.463	1.709.066
Ingressos	-	192.846	-	-	192.846
Encargos	110.741	6.561	9.213	-	126.515
Variação monetária e cambial	2.273	17.408	65.156	(120.132)	(35.295)
Transferências	201.461	(201.461)	200.000	(200.000)	-
Amortizações de principal	(194.216)	-	-	-	(194.216)
Pagamentos de juros	(107.216)	-	(9.553)	-	(116.769)
Custo de captação	(102)	472	-	-	370
Saldos em 31 de dezembro de 2016	<u>217.440</u>	<u>1.185.822</u>	<u>266.924</u>	<u>12.331</u>	<u>1.682.517</u>

Em cumprimento às exigências contratuais do contrato de Dívida de Médio e Longo Prazo (DMLP), junto à Secretaria do Tesouro Nacional (STN), Bônus de Desconto e Bônus ao Par, são mantidas garantias constituídas em forma de caução em dinheiro junto a STN e que se destinam a amortizar os valores de principal desses empréstimos, cujo vencimento se dá em 11 de abril de 2024.

O saldo referente à garantia de dívida da Companhia é compreendido por caução no montante de R\$ 10.703 (R\$ 10.337 em 31 de dezembro de 2016).

Covenants e garantias dos empréstimos e financiamentos

Os empréstimos e financiamentos contratados pela Companhia possuem *covenants* e garantias financeiras (fidejussórias e real), cujo não cumprimento durante o período de apuração, poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017 e 2016, a Companhia manteve-se dentro dos limites estipulados nos contratos.

17 Debêntures

Movimentação da dívida

A movimentação das debêntures nos exercícios de 2017 e 2016 está conforme a seguir demonstrada:

	Passivo circulante	Passivo não circulante	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2016	114.982	673.258	788.240
Ingressos	-	500.000	500.000
Encargos	64.465	-	64.465
Transferência	159.994	(159.994)	-
Amortização do principal	(100.450)	-	(100.450)
Pagamento de juros	(60.058)	-	(60.058)
Variação monetária	24.273	(9.656)	14.617
Custo de captação	(9)	1.921	1.912
Saldos em 31 de dezembro de 2017	203.197	1.005.529	1.208.726
	Passivo circulante	Passivo não circulante	Total
Saldos em 31 de dezembro de 2015	47.303	495.182	542.485
Adições	-	270.000	270.000
Encargos	60.012	-	60.012
Transferência	100.450	(100.450)	-
Amortização do principal	(33.790)	-	(33.790)
Pagamento de juros	(57.574)	-	(57.574)
Variação monetária	-	16.395	16.395
Custo de captação	(1.419)	(7.869)	(9.288)
Saldos em 31 de dezembro de 2016	114.982	673.258	788.240

Quarta emissão de debêntures

Em 22 de setembro de 2012, encerrou-se a distribuição pública da 4ª emissão de debêntures não conversíveis em ações da Companhia. Os recursos captados, no montante de R\$ 280.000, dividido em duas séries de R\$ 101.380 e R\$ 178.620, destinaram-se, prioritariamente para implementação do programa de investimentos da Companhia e aumento do capital de giro. Debêntures contratada com taxa na 1ª série de CDI + 1,08% a.a e 2ª série com IPCA + 5,90% a.a com amortizações semestrais da 1ª série e anuais da 2ª série (primeira amortização ocorrida em 22 de junho de 2016) com seus respectivos vencimentos em 21 de junho de 2018 e 22 de junho de 2020. Em 31 de dezembro de 2017 o saldo remanescente é de R\$ 292.966 (R\$ 319.969 em 31 de dezembro de 2016) e a taxa efetiva dessa operação é de 12,80% ao ano (12,80% em 31 de dezembro de 2016).

Sexta emissão de debêntures

Em 27 de outubro de 2014, encerrou-se a distribuição pública da 6ª emissão de debêntures não conversíveis em ações da Companhia. Os recursos captados, no montante de R\$ 200.000 em uma única série, destinaram-se, ao aumento do capital de giro, de forma a atender aos negócios de gestão da Companhia. Debêntures contratada com taxa 113,2% CDI, primeira amortização

ocorreu em 13 de outubro de 2017 com vencimento em 14 de outubro de 2019. Em 31 de dezembro de 2017 o saldo remanescente é de R\$ 135.527 (R\$ 206.250 em 31 de dezembro de 2016) e a taxa efetiva dessa operação é de 11,24% a.a (15,85% em 31 de dezembro de 2016).

Sétima emissão de debêntures

Em 01 de novembro de 2016 encerrou-se a distribuição pública da 7ª emissão de debêntures não conversíveis em ações da Companhia. Os recursos captados, no montante de R\$ 270.000, dividido em duas séries de R\$ 155.000 e R\$ 115.000, destinaram-se, exclusivamente para implementação do programa de investimentos da Companhia. Debêntures contratada com taxa na 1ª série de IPCA + 5,48% a.a e 2ª série com IPCA + 5,54% a.a com amortização bullet e seus respectivos vencimentos em 15 de outubro de 2021 e 15 de outubro de 2023. Em 31 de dezembro de 2017 o saldo remanescente é de R\$ 281.804 (R\$ 273.420 em 31 de dezembro de 2016) e a taxa efetiva dessa operação é de 11,79% a.a.

Oitava emissão de debêntures

Em 13 de outubro de 2017 encerrou-se a distribuição pública da 8ª emissão de debêntures não conversíveis em ações da Companhia. Os recursos captados, no montante de R\$ 500.000, em uma série, destinaram-se a gestão ordinária da Companhia, com o objetivo de cobrir a necessidade de Capital de Giro. Debêntures contratada com taxa 107% CDI com amortização bullet, com vencimento em 15 de setembro de 2022. Em 31 de dezembro de 2017 o saldo remanescente é de R\$ 507.917 e a taxa efetiva dessa operação é de 10,62% a.a.

Em 31 de dezembro de 2017, as debêntures representam o montante de R\$ 1.208.726 (R\$ 788.240 em 31 de dezembro de 2016) e os seus vencimentos estão programados conforme a seguir demonstrado:

Cronograma de amortização da dívida

	31/12/2017		31/12/2016	
	Valor	%	Valor	%
Vencimento				
Circulante	203.197	17%	114.982	15%
2018	-	0%	180.442	23%
2019	151.602	13%	146.663	19%
2020	82.720	7%	84.584	11%
2021	160.031	13%	155.601	20%
Após 2021	618.733	51%	115.446	15%
Não circulante	1.013.086	84%	682.736	87%
Custo de captação - Não circulante	(7.557)	-1%	(9.478)	-1%
Total não circulante	1.005.529	83%	673.258	85%
Total	1.208.726	100%	788.240	100%

Covenants

As debêntures contratadas pela Companhia possuem *covenants* e garantias financeiras (quirografárias), cujo não cumprimento durante o período de apuração, poderá acarretar o vencimento antecipado dos contratos. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017 e 2016, a Companhia manteve-se dentro dos limites estipulados nos contratos, conforme demonstrado a seguir:

<i>Covenants debêntures</i>	<i>4ª debêntures</i>	<i>6ª debêntures (a)</i>	<i>7ª debêntures</i>	<i>8ª. debêntures</i>
1º Dívida Líquida/EBITDA regulatório: <=3,25	1,27	1,27	1,27	1,27
2º EBITDA regulatório/Desp. Financ Líquida: >=1,5	32	N/A	32	32

(a) Na 6ª emissão debêntures não há exigência contratual para o cálculo do 2º índice.

18 Impostos e contribuições a recolher

	31/12/2017	31/12/2016
Circulante		
ICMS	71.296	55.179
Parcelamento Federal PRT	15	-
PIS e COFINS	14.227	17.035
Encargos sociais e outros	7.987	8.596
ISS (a)	3.461	3.643
Total	96.986	84.453
Não circulante		
ISS (a)	1.747	1.370
Total	1.747	1.370

(a) Os valores registrado são referentes a ISSQN retidos de terceiros e provisão de ISSQN sobre serviços taxados.

19 Imposto de renda e contribuição social diferidos

A Companhia reconheceu imposto de renda e contribuição social diferidos sobre diferenças temporárias e imposto de renda sobre prejuízos fiscais, considerando as suas projeções de lucro tributável.

Os créditos fiscais diferidos sobre prejuízos fiscais não possuem prazo de prescrição e os seus efeitos financeiros ocorrerão no momento da sua realização. O imposto de renda é calculado à alíquota de 25%, considerando o adicional de 10% e a contribuição social foi constituída à alíquota de 9%.

Dessa forma, os referidos créditos fiscais estão contabilizados no ativo não circulante, considerando a expectativa de sua realização, sendo observado o limite de 30% para compensação anual com lucros tributáveis, conforme determinação do CPC 32 - Tributos sobre o lucro.

19.1 Composição dos créditos e débitos de impostos de renda e contribuição social diferidos

(i) Composição dos tributos diferidos

	31/12/2017	31/12/2016
IRPJ prejuízos fiscais (a)	130.498	132.544
IRPJ e CSLL sobre diferenças temporárias	<u>(362.751)</u>	<u>(318.500)</u>
Total	<u>(232.253)</u>	<u>(185.956)</u>

- (a) Em 31 de maio de 2017 a Companhia optou pela quitação de débitos no âmbito parcelamento federal denominado Programa de Regularização Tributária - PRT, instituído pela Medida Provisória 766/2017 e Instrução Normativa RFB nº 1.687/2017, migrando em 29 de setembro de 2017 para o Programa Especial de Regularização Tributária - PERT, instituído pela MP 783/2017 e Instrução Normativa RFB nº 1.711/2017 momento em que foi compensando R\$ 2.046 com prejuízos fiscais.

(ii) Composição do IRPJ e da CSLL sobre diferenças temporárias

	31/12/2017	31/12/2016
Provisão para contingências	31.235	31.273
Provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber	37.894	31.243
Tributos com exigibilidade suspensa	9.606	5.848
Depreciação acelerada	(397.170)	(336.233)
Custo de captação e atualização do ativo financeiro	(42.261)	(29.397)
SWAP	2.934	(17.488)
Outras despesas não dedutíveis	<u>(4.989)</u>	<u>(3.746)</u>
Total	<u>(362.751)</u>	<u>(318.500)</u>

19.2 Expectativa de recuperação

Com base nos estudos técnicos de viabilidade, a Administração estima que a realização dos créditos fiscais possa ser feita até 2021, conforme demonstrado abaixo:

Expectativa de realização	2019	2020	2021	Total
Impostos diferidos	63.772	62.887	3.839	130.498

A Companhia realizou R\$ 2.046 de imposto de renda diferido sobre prejuízos fiscais no exercício findo em 31 de dezembro de 2017 (em 31 de dezembro de 2016 a companhia não realizou imposto de renda diferido sobre prejuízos fiscais), pois tem optado pela realização dos benefícios fiscais da depreciação acelerada até 2018, incentivo tecnológico e benefício SUDENE até 2021.

O estudo técnico de viabilidade, que inclui a recuperação dos impostos diferidos, é revisado anualmente, foi elaborado pela Companhia, examinado pelo Conselho Fiscal e aprovado pelo Conselho de Administração em 07 de março de 2018.

19.3 Conciliação da despesa com imposto de renda e contribuição social

A conciliação da despesa calculada pela aplicação das alíquotas fiscais e da despesa do Imposto de Renda Pessoa Jurídica (IRPJ) e da Contribuição Social Sobre Lucro Líquido (CSLL) debitada em resultado, nos exercícios findos em 31 de dezembro de 2017 e de 2016, está demonstrada conforme a seguir:

Companhia Energética do Maranhão S.A. - CEMAR
Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2017

	31/12/2017		31/12/2016	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro contábil antes do imposto de renda (IRPJ) e da contribuição social (CSLL)	591.559	591.559	489.413	489.413
Alíquota fiscal	25%	9%	25%	9%
Pela alíquota fiscal	147.890	53.240	122.353	44.047
Adições :				
Provisão para contingências	22.807	8.210	22.995	8.278
Provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber	31.398	11.303	22.973	8.270
Variação de SWAP	15.015	5.406	32.029	11.530
Participação nos lucros, honorários e licença prêmio	8.354	3.008	9.727	3.502
Provisão para recuperação de ativos ²	4.254	1.531	4.204	1.513
Custo de captação, AVP e atualização do ativo financeiro	3.463	1.247	12.342	4.443
Outras provisões	6.882	2.487	8.237	2.965
	<u>92.173</u>	<u>33.192</u>	<u>112.507</u>	<u>40.501</u>
Exclusões:				
Provisão para contingências	(22.834)	(8.220)	(18.883)	(6.798)
Provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber	(26.507)	(9.543)	(22.399)	(8.064)
Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética e M.M.M	-	-	(16.751)	(6.030)
Variação de SWAP	-	-	(19.761)	(7.114)
Participação nos lucros, honorários e licença prêmio ²	(9.725)	(3.501)	(7.603)	(2.737)
Provisão para recuperação de ativos	(531)	(191)	(3.904)	(1.405)
Custo de captação, AVP e atualização do ativo financeiro	(12.922)	(4.652)	(28.016)	(10.086)
Depreciação acelerada	(61.309)	-	(34.708)	-
Outras provisões	(7.316)	(2.634)	(5.222)	(1.870)
	<u>(141.144)</u>	<u>(28.741)</u>	<u>(157.247)</u>	<u>(44.104)</u>
IRPJ e CSLL	<u>98.919</u>	<u>57.691</u>	<u>77.613</u>	<u>40.444</u>
Incentivo PAT	<u>(2.161)</u>	<u>-</u>	<u>(1.904)</u>	<u>-</u>
IRPJ e CSLL no resultado do exercício	<u>96.758</u>	<u>57.691</u>	<u>75.709</u>	<u>40.444</u>
Alíquota efetiva (excluindo IRPJ/CSLL diferidos)	<u>16%</u>	<u>10%</u>	<u>15%</u>	<u>8%</u>
Ativo fiscal diferido	48.766	(4.515)	45.346	3.829
(-) IRPJ subvenção governamental	(96.758)	-	(75.709)	-
IRPJ e CSLL no resultado do exercício	<u>48.766</u>	<u>53.176</u>	<u>45.346</u>	<u>44.273</u>
Alíquota efetiva com ativo fiscal diferido	<u>8%</u>	<u>9%</u>	<u>9%</u>	<u>9%</u>

Em 14 de maio de 2007, a Agência para o Desenvolvimento do Nordeste - ADENE, atual Superintendência para o Desenvolvimento do Nordeste - SUDENE, que pertence ao Ministério de Integração Nacional, emitiu o Laudo Constitutivo nº 0061/2007, que outorga à CEMAR ampliação do percentual de redução do imposto de renda de 25% para 75% sob a justificativa de modernização total das suas instalações elétricas, com prazo de vigência de 2007 até o ano de 2016. Em 28 de março de 2012, foi emitido Laudo Constitutivo nº 0037/2012 que outorga à CEMAR ampliação do percentual de redução do imposto de renda de 75% calculado sobre o imposto de renda apurado na base do lucro da exploração, sob a justificativa de modernização total das suas instalações elétricas, com prazo de vigência de 2012 até o ano de 2021. Em 31 de dezembro de 2017, o valor do imposto de renda calculado sobre o lucro da exploração foi de R\$ 129.010 (R\$ 100.945 em 31 de dezembro de 2016).

² Para fins de melhor comparabilidade e melhor análise dos saldos com o exercício atual, a companhia reclassificou o saldo de "Provisão para participação nos lucros" para "Provisão para recuperação de ativos" e "Participação nos lucros, honorários e licença prêmio"

20 Dividendos

Conforme o estatuto social da Companhia, aos acionistas está assegurado um dividendo mínimo obrigatório de 25% do lucro líquido, ajustado nos termos da legislação em vigor e deduzido das destinações determinadas pela Assembleia Geral.

Os dividendos foram calculados conforme a seguir demonstrado:

	31/12/2017	31/12/2016
Lucro líquido do exercício	489.617	399.794
(-) Reserva legal	(24.481)	(19.989)
(-) Reserva fiscal	(96.758)	(75.709)
	<hr/>	<hr/>
Lucro líquido ajustado	368.378	304.096
	<hr/>	<hr/>
Dividendos mínimos obrigatórios	92.095	76.024
Dividendos complementares	165.674	125.922
	<hr/>	<hr/>
Dividendos propostos	257.769	201.946
	<hr/>	<hr/>
Reserva de reforço de capital de giro	110.609	102.150

O Conselho de Administração aprovou a declaração de dividendos propostos da seguinte forma:

Valor por ação (lote de unidades de reais)					
Deliberação	Proventos	Valor	ON	PNA	PNB
31/12/2017					
Reunião do Conselho de Administração de 07 de março de 2018	Dividendos	257.769	1,57	1,57	1,57
31/12/2016					
Reunião do Conselho de Administração de 07 de março de 2017	Dividendos	201.946	1,23	1,23	1,23

A movimentação dos dividendos a pagar está apresentada como segue:

Saldo em 31 de dezembro de 2015	69.406
Dividendos adicionais proposto em 2015	95.845
Pagamento de dividendos	(164.458)
Dividendos mínimos propostos em 2016	76.024
	<hr/>
Saldo em 31 de dezembro de 2016	76.817
	<hr/>
Dividendos adicionais proposto de 2017	125.922
Pagamento de dividendos	(201.901)
Dividendos mínimos propostos de 2017	92.095
	<hr/>
Saldo em 31 de dezembro de 2017	92.933
	<hr/>

21 Pesquisa e desenvolvimento de eficiência energética

O contrato de concessão estabelece a obrigação da Companhia de aplicar 1% da receita operacional líquida em Programas de Eficiência Energética e de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), sendo que parte deve ser recolhida ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e, também ao Ministério de Minas e Energia (MME).

Os recursos do P&D têm a finalidade de custear os estudos e pesquisas de planejamento da expansão do sistema energético, bem como os de inventário e de viabilidade necessários ao aproveitamento dos potenciais hidrelétricos.

Em contra partida aos lançamentos efetuados no passivo, a Companhia contabiliza no resultado como dedução da receita operacional.

A Companhia utiliza a taxa SELIC para efetuar a atualização dos saldos acumulados não aplicados de curto e longo prazo, conforme determina o manual da ANEEL.

Distribuição do recurso	Percentual de distribuição da ROL³	31/12/2017	31/12/2016
Programa de eficiência energética	0,40%	29.580	37.713
Pesquisa e desenvolvimento	0,20%	29.966	27.918
FNDCT	0,20%	297	666
MME	0,10%	169	333
PROCEL	0,10%	2.041	-
Total		<u>62.053</u>	<u>66.630</u>
Circulante		29.019	25.485
Não circulante		33.034	41.145

Os saldos apresentados no passivo circulante referem-se aos montantes que serão aplicados nos projetos no exercício seguinte, de acordo com as projeções aprovadas pela Administração.

22 Participação nos lucros

O programa de participação nos resultados, implantado em 2004, é corporativo e está atrelado ao resultado do EBITDA (Lucros antes de juros, impostos e amortização) e diversos outros indicadores⁴ operacionais e financeiros da Companhia. O programa é composto por avaliações dos indicadores da presidência, diretorias, gerências, executivos, líderes e demais colaboradores e vem evoluindo ao longo dos anos de forma a propiciar um maior engajamento dos colaboradores na melhoria dos resultados operacionais na Companhia. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo provisionado de participação nos lucros é de R\$ 32.976 (R\$ 38.397 em 31 de dezembro de 2016).

23 Provisão para processos cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórios

A Companhia é parte (polo passivo) em ações judiciais e processos administrativos perante tribunais e órgãos governamentais, decorrentes do curso normal das suas operações, envolvendo questões fiscais, trabalhistas, aspectos cíveis e outros assuntos. A Administração, com base em informações de seus assessores jurídicos, análise das demandas judiciais pendentes e, quanto às ações trabalhistas, com base na experiência anterior referente às quantias reivindicadas, constituiu provisão em montante considerado suficiente para cobrir as prováveis perdas estimadas com as ações em curso, conforme a seguir demonstrado:

³ A Receita Operacional Líquida – ROL utilizada refere-se à regulatória.

⁴ Principais indicadores: Perdas, DEC, FEC, Multas, Pesquisa de Clima, Satisfação de Clientes (ISQP) e Fluxo de Caixa.

	<u>31/12/2017</u>		<u>31/12/2016</u>	
	Provisão	Depósitos judiciais	Provisão	Depósitos judiciais
Cíveis	43.105	20.631	42.312	17.487
Fiscais	27.681	27.469	16.633	16.131
Trabalhistas	15.090	9.803	19.278	9.770
Regulatórias	5.386	-	13.756	-
Total	91.262	57.903	91.979	43.388
Circulante	25.884	3.291	35.829	18.629
Não circulante	65.378	54.612	56.150	24.759

Movimentação dos processos no exercício

	<u>31/12/2016</u>		<u>31/12/2017</u>			
	Saldo inicial	Adições	Utilização (1)	Reversão de provisão (2)	Atualização (3)	Saldo final
Cíveis	42.312	43.341	(36.979)	(13.166)	7.597	43.105
Fiscais	16.633	11.046	-	-	2	27.681
Trabalhistas	19.278	638	1.463	(5.558)	(731)	15.090
Regulatórias	13.756	-	-	(7.744)	(626)	5.386
Total	91.979	55.025	(35.516)	(26.468)	6.242	91.262

	<u>31/12/2015</u>		<u>31/12/2016</u>			
	Saldo inicial	Adições	Utilização (1)	Reversão de provisão (2)	Atualização (3)	Saldo final
Cíveis	38.930	27.450	(22.350)	(8.894)	7.176	42.312
Fiscais	2.286	14.336	(3)	11	3	16.633
Trabalhistas	20.173	2.069	(2.892)	(1.225)	1.153	19.278
Regulatórias	14.144	-	-	(2.355)	1.967	13.756
Total	75.533	43.855	(25.245)	(12.463)	10.299	91.979

(1) Gastos efetivos (pagamentos) com contingências judiciais.

(2) Reversões realizadas no exercício.

(3) Atualizações monetárias.

Os processos nos quais a Companhia é parte, bem como os depósitos judiciais a eles associados, são classificados em circulante e não circulante, de acordo com o prazo estimado de exigibilidade financeira. Nestes termos, a gerência jurídica classifica os processos de acordo com o foro de tramitação e a fase processual em que se encontram. Logo, se a expectativa de deslinde da ação judicial for de 12 (doze) meses ou menos, assim considerados os processos que tramitam nos juizados especiais e todos os demais que já se encontram em fase de liquidação ou execução, o processo será classificado no “circulante”. Já se a expectativa de desenrolar da causa for maior que 12 (doze) meses, o processo será classificado no “não circulante”.

Cíveis

A Companhia figura como ré em 14.215 processos cíveis (14.367 processos em 2016), sendo que 9.250 tramitam em Juizados Especiais (9.932 processos em 2016), os quais, em sua grande maioria, referem-se a pleitos de danos materiais e morais, assim como ressarcimento de valores pagos por consumidores.

Os processos cíveis mais significativos envolvem ações indenizatórias questionando acidentes com a rede de distribuição, falha no fornecimento, morte por descarga elétrica ou danos decorrentes da rescisão de contratos com fornecedores.

Além dos processos provisionados, existem outros processos cíveis cuja possibilidade de perda em 31 de dezembro de 2017 é avaliada pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica da CEMAR e seus assessores legais externos, como possível, no montante de R\$ 69.981 (R\$ 98.447 em 31 de dezembro de 2016) para as quais não foi constituída provisão.

Fiscais

A Companhia figura como ré em 128 processos fiscais (72 processos em 2016), no entanto, existem outros processos cuja possibilidade de perda é avaliada pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica da CEMAR e seus assessores legais externos, como possível no montante de R\$ 29.949 (R\$ 30.086 em 31 de dezembro de 2016) para as quais não foi constituída provisão.

Os assuntos discutidos nos processos mais relevantes de diagnóstico possível são Taxa de Iluminação Pública, Portarias DNAEE e Quebra de Contrato, na esfera civil, execução fiscal de COFINS na esfera fiscal e, reclamações trabalhistas na esfera trabalhista. Na esfera fiscal há processos discutindo incidência ou não do ICMS sobre a TUST e TUSD, classificados com perda remota.

Em 01 de abril de 2015 entrou em vigor o decreto n. 8.426/2015 que restabeleceu as alíquotas de PIS e COFINS sobre as receitas financeiras. A Companhia entende que esse decreto não somente cometeu violação clara ao princípio da legalidade em matéria tributária, mas também ao princípio da não cumulatividade e ao disposto no art. 195, § 9º e 12, da Constituição Federal. Diante disso a Companhia optou por provisionar e depositar em juízo os valores apurados, no montante de R\$ 11.046 (R\$ 16.555 em 31 de dezembro de 2016).

Trabalhistas

Atualmente, o passivo trabalhista é composto por 491 reclamações ajuizadas (509 reclamações em 2016) por ex-empregados contra a Companhia, com pedidos que variam entre horas extras, periculosidade, equiparação e/ou reenquadramento salarial, doença ocupacional/reintegração, estabilidade CIPA, entre outros, assim como por ações movidas por ex-empregados de empresas terceirizadas (responsabilidade subsidiária), que pleiteiam, em sua maioria, verbas rescisórias.

Além dos processos provisionados conforme demonstrado anteriormente, existem outros processos trabalhistas, cuja possibilidade de perda em 31 de dezembro de 2017 é avaliada pela Administração, com base na avaliação da gerência jurídica e seus assessores legais externos, como possível, no montante de R\$ 12.032 (R\$ 12.854 em 31 de dezembro de 2016) para as quais não foram constituídas provisões.

Regulatórias

O valor corresponde a prováveis penalidades a serem aplicadas na CEMAR, referente a Termos de Notificação e Auto de Infração da ANEEL, bem como penalidade de Medição de fronteira na CCEE.

Em 2017 ocorreu reversão total de R\$ 8.370, sendo que desse valor R\$ 7.740 refere-se reversão de um processo para auto de infração ANEEL, que teve sua avaliação de risco alterada de provável para remoto.

24 Outras contas a pagar

	31/12/2017	31/12/2016
Circulante		
Devolução a consumidores (a)	21.170	35.563
Convênios de arrecadação	7.630	8.510
Encargos tarifários	5.508	3.407
Outras apropriações fornecedores (b)	10.800	10.846
Cauções	3.667	3.807
Neutralidade PIS/COFINS	2.514	-
Outras contas a pagar	2.626	11.903
	<hr/>	<hr/>
Total circulante	53.915	74.036
	<hr/>	<hr/>
Não circulante		
Provisão honorários advocatício (c)	14.641	14.330
	<hr/>	<hr/>
Total não circulante	14.641	14.330
	<hr/>	<hr/>
Total	68.556	88.366
	<hr/>	<hr/>

- (a) Destina-se a créditos de consumidores referentes a devoluções diversas como créditos a pagar violação nível de tensão, pagamentos a maiores, valores faturadas a maiores, cobranças indevidas na fatura
- (b) Adiantamentos recebidos de consumidores e terceiros, por conta de execução de serviços técnicos, ou de alienações que a Outorgada irá realizar;
- (c) Referente a honorários advocatícios atrelados a processos cíveis e trabalhistas com expectativa de realização acima de 12 meses.

25 Patrimônio líquido

25.1 Capital social

O capital subscrito em 31 de dezembro de 2017 é de R\$ 1.025.318 (R\$ 929.620 em 31 de dezembro de 2016) sem valor nominal, e sua composição por classe de ações e principais acionistas está demonstrada conforme a seguir:

Acionistas	Ações ordinárias	Ações preferenciais nominativas Classe A	Ações preferenciais nominativas Classe B	Total	%
Equatorial Energia	105.120.627	768.695	1.008.683	106.898.005	65,11%
Eletrobrás	54.017.048	459.387	609.069	55.085.504	33,55%
Outros	2.181.264	11.149	7.977	2.200.390	1,34%
	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>	<hr/>
Total	161.318.939	1.239.231	1.625.729	164.183.899	100%

Não houve mudanças na quantidade de ações no exercício corrente em relação ao exercício anterior. Não há ações mantidas pela Companhia em tesouraria.

De acordo com o estatuto social, a Companhia fica autorizada a aumentar o seu capital social, independentemente de reforma estatutária, até o limite de R\$ 1.500.000, mediante a emissão de novas ações ordinárias, cuja a quantidade não é prevista em estatuto. Dentro do limite do capital autorizado e das espécies e classes das ações existentes, independente de reforma estatutária, o Conselho de Administração será competente para deliberar sobre a emissão de ações para aumento de capital social da Companhia. Salvo deliberação em contrário do Conselho de Administração, os acionistas não terão direito de preferência em quaisquer emissões de ações, notas promissórias para distribuição pública, debêntures ou partes beneficiárias conversíveis em ações e bônus de subscrição, cuja alocação seja feita mediante venda em bolsa de valores, subscrição pública ou permuta por ações em oferta pública de aquisição de controle, nos termos do art. 172 da lei nº. 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

As ações preferenciais, com exceção das emitidas até 31 de dezembro de 1996, são inconversíveis em ações ordinárias, gozando de prioridade de reembolso de capital, pelo valor de patrimônio líquido, no caso de liquidação da Companhia, tendo prioridade no recebimento de dividendos mínimos de 6% (seis por cento) a.a para as de classe “A” e 10% (dez por cento) a.a para as de classe “B”, calculados sobre o seu valor patrimonial antes da apropriação do resultado do período a que se referir o dividendo. Não há outros direitos, restrições na distribuição de dividendos ou em reembolso de capital.

Em 7 de março de 2017 foi proposto pelo Conselho de Administração o aumento de capital da Companhia, sem emissão de novas ações, no montante de R\$ 95.698, mediante capitalização do saldo da reserva de incentivo fiscal da SUDENE no valor de R\$ 75.709, e 100% da reserva legal no valor de R\$ 19.989. Em 14 de abril de 2016, este aumento de capital foi aprovado em Assembleia Geral Ordinária e Extraordinária.

25.2 Reserva de capital

Em atendimento à deliberação CVM nº 562, de 17 de dezembro de 2008, que aprovou o CPC 10, a Companhia possui registrado na Reserva de Capital o montante total de R\$ 674, referentes a opções outorgadas reconhecidas.

25.3 Reserva de lucros

a. Reserva legal

É constituída à base de 5% do lucro líquido antes das participações e da reversão dos juros sobre o capital próprio, conforme determina a legislação societária, definido pelo Conselho de Administração, e limitada a 20% do capital social. O saldo em 31 de dezembro de 2017 é R\$ 24.481 (R\$ 19.989 em 31 de dezembro de 2016) devido ao aumento de capital.

b. Reserva de incentivos fiscais

Em 28 de março de 2012 a Superintendência do Desenvolvimento do Nordeste (SUDENE) emitiu o Laudo Constitutivo nº 0037/2012, que outorga à CEMAR ampliação do percentual de redução do imposto de renda de 75% sob a justificativa de modernização total das suas instalações elétricas, com prazo de vigência de 2012 até o ano de 2021.

A CVM através da deliberação nº 555 aprovou o pronunciamento técnico CPC 07 (R1), Subvenções e Assistências Governamentais, determinando o reconhecimento contábil das

subvenções concedidas em forma de redução ou isenção tributária como receita. O efeito do benefício referente ao incentivo fiscal da SUDENE no exercício findo em 31 de dezembro de 2017, é de R\$ 96.758 (R\$ 75.709 em 31 de dezembro de 2016), calculado com base no Lucro da Exploração, aplicando o incentivo de redução de 75% no imposto de renda apurado pelo lucro real.

c. *Reserva estatutária de reforço de capital de giro*

Esta reserva destina-se a registrar o saldo do lucro líquido do exercício após as deduções previstas em lei, o dividendo prioritário das ações preferenciais e o dividendo mínimo obrigatório previsto. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo desta reserva é de R\$ 1.134.893 (R\$1.024.285 em 31 de dezembro de 2016).

d. *Reserva de dividendos adicionais*

Esta reserva destina-se a registrar a parcela dos dividendos que excede ao previsto legal ou estatutariamente, até a deliberação definitiva pelos sócios em assembleia. Em 31 de dezembro de 2017, o saldo é de R\$ 165.675 (R\$125.922 em 31 de dezembro de 2016).

e. *Excesso de reserva de lucros*

Em 7 de março de 2018 foi proposto pelo Conselho de Administração o aumento de capital da Companhia, sem emissão de novas ações, no montante de R\$ 121.139, mediante capitalização do saldo da reserva de incentivo fiscal da SUDENE no valor de R\$ 96.758, e 100% da reserva legal no valor de R\$ 24.481. O aumento estabelecido tem o objetivo de atender o que preceitua o estatuto social da Companhia, em consonância com legislação societária brasileira, a qual limita a reserva de lucros, com exceção da reserva para contingências, de incentivos fiscais e de lucros a realizar, ao valor do capital social.

26 Receita operacional

Em 31 de dezembro de 2017 e 2016, a composição do fornecimento de energia elétrica pelas classes de consumidores é conforme demonstrada a seguir:

31/12/2017			
	Nº de consumidores (*)	MWh (*)	R\$
Residencial	1.353.558	2.166.028	1.972.323
Industrial	8.096	277.499	162.417
Comercial	155.516	1.102.594	715.521
Rural	59.714	186.792	81.898
Poder público	23.643	400.103	250.846
Iluminação pública	1.149	431.783	169.389
Serviço público	6.739	292.372	135.055
Consumo próprio	296	9.006	-
Receita pela disponibilidade - Uso da rede	73	317.237	27.602
Suprimento CCEE	-	-	16.063
Baixa renda	824.717	1.019.813	206.812
Subvenção CDE - Outros	-	-	75.246
Transferência para obrigações especiais - ultrapassagem de demanda/excedente de reativos	-	-	(13.210)
Receita de construção	-	-	427.004
Valores a receber/devolver da parcela A e outros itens financeiros	-	-	355.201
Atualização do ativo financeiro	-	-	32.762
Outras	-	-	67.216
Total	2.433.501	6.203.227	4.682.145
31/12/2016			
	Nº de consumidores (*)	MWh (*)	R\$ (Reapresentado)
Residencial	1.306.721	2.118.752	1.696.597
Industrial	8.385	348.992	177.602
Comercial	154.698	1.214.352	718.915
Rural	59.190	207.103	72.973
Poder público	23.664	383.445	271.964
Iluminação pública	1.025	441.125	150.967
Serviço público	6.516	293.744	84.053
Consumo próprio	318	9.018	-
Receita pela disponibilidade - Uso da rede ⁵	40	147.865	7.591
Suprimento CCEE	-	-	50.235
Baixa renda ⁵	798.209	1.005.710	184.943
Subvenção CDE - Outros	-	-	55.099
Transferência para obrigações especiais - ultrapassagem de demanda/excedente de reativos	-	-	(5.241)
Receita de construção	-	-	607.777
Valores a receber/devolver da parcela A e outros itens financeiros	-	-	81.125
Atualização do ativo financeiro ⁶	-	-	65.249
Outras	-	-	35.687
Total	2.358.766	6.170.106	4.255.536

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

⁵ Para melhor forma de apresentação e comparação com o exercício atual a companhia reclassificou nº. de consumidores e MWh da Receita pela disponibilidade - Uso da rede, antes apresentado nas classes industrial, comercial e rural e reclassificou baixa renda, antes apresentado na classe residencial.

⁶ Para o exercício de 2017 a Companhia ao rever suas práticas contábeis concluiu que a atualização do ativo financeiro da concessão, originalmente apresentada na rubrica de receita financeira, está melhor apresentada no grupo de receita operacional.

27 Receita operacional líquida

A conciliação da receita bruta para a receita líquida está conforme a seguir demonstrada:

	31/12/2017	31/12/2016 (Reapresentado)
Fornecimento de energia elétrica	4.111.498	3.488.997
Receita de distribuição	3.587.931	3.283.723
Remuneração financeira WACC	93.120	69.050
Valores a receber/devolver de parcela A e outros itens financeiros (a)	355.201	81.125
Subvenção CDE - Outros (b)	75.246	55.099
Suprimento de energia elétrica (c)	16.063	50.235
Receita pela disponibilidade - uso da rede ⁷ (d)	27.602	7.591
Receita de construção (e)	427.004	607.777
Atualização do ativo financeiro ⁸	32.762	65.249
Outras receitas (f)	67.216	35.687
Receita operacional bruta	4.682.145	4.255.536
Deduções da receita		
ICMS sobre venda de energia elétrica	(718.405)	(562.383)
PIS e COFINS	(360.938)	(306.438)
Encargos do consumidor	(29.605)	(30.796)
ISS	(1.554)	(1.168)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(200.807)	(224.858)
Deduções da receita operacional	(1.311.309)	(1.125.643)
Receita operacional líquida	3.370.836	3.129.893

- (a) Compreende os custos relacionados aos encargos setoriais, definidos em legislação específica, às atividades de transmissão e às de geração de energia elétrica, inclusive a geração própria. O ano de 2017 foi afetado diretamente pelo cenário em que a situação hidrológica ainda está abaixo do nível esperado, causando o acionamento de térmicas valoradas ao PLD, incorrendo maiores custos. A Compra de Energia contribuiu para o aumento desse item, motivado pelo aumento dos custos com os novos contratos vigentes a partir de 2017, acrescido de aumento do custo com o risco hidrológico e efeito disponibilidade que são resultados dos custos repassados as distribuidoras para atendimento ao mercado;
- (b) Contempla o ajuste entre os valores homologados no processo tarifário anterior e os realizados, bem como a previsão para o período de vigência das tarifas de que trata esta Resolução nº 2.289/2017. A maior variação está relacionada a previsão dada no Reajuste Tarifário Anual de 2016 ter sido menor em 23% em comparação a 2017;
- (c) As operações de curto prazo estão relacionadas a energia comercializada no MCP (MWh) e o preço de liquidação da diferença, o PLD. Neste exercício devido a situação hidrológica do país, o PLD atingiu o patamar máximo de 521,83 elevando as despesas de curto prazo. Adicionalmente a exposição financeira teve uma variação de preços entre os submercados o que gerou uma despesa financeira em virtude da diferença dos PLD Norte em relação ao demais submercados;
- (d) A variação significativa está relacionada com o incremento da CELTINS que nesse exercício o consumo de energia aumentou 82% em comparação com exercício de 2016 e a migração de 33 clientes do ambiente cativo para o livre totalizando 73 clientes livres no ano de 2017, equivalente a um crescimento do consumo de energia de 108% do exercício de 2016 para 2017;
- (e) A receita de construção dos ativos da concessão sofreu uma redução em comparação com o ano anterior em função da redução dos investimentos em obras e melhorias; ampliação; conservação e manutenção das redes de distribuição; linhas de subtransmissão e subestações executadas na área de concessão;
- (f) O saldo é composto principalmente pelas taxas administrativas relativas às arrecadações de: (i) R\$13.470 contribuição de iluminação pública; (ii) R\$ 10.391 uso mútuo de postes; (iii) R\$ 10.129 serviço taxado; (iv) R\$ 12.019 multa de auto religação e outras receitas.

⁷ Para fins de comparabilidade e melhor análise dos saldos com o exercício atual, a Companhia reclassificou valores que estavam na rubrica "Outras" para as rubricas "Receita pela disponibilidade – Uso da rede".

⁸ Para o exercício de 2017 a Companhia ao rever suas práticas contábeis concluiu que a atualização do ativo financeiro da concessão, originalmente apresentado na rubrica de receita financeira, está melhor apresentada no grupo de receita operacional.

28 Custo do serviço e despesas operacionais

31/12/2017				
Custos/despesas operacionais	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	Total
Pessoal	33.412	21.822	56.934	112.168
Material	11.458	1.822	1.737	15.017
Serviços de terceiros	81.657	120.323	66.084	268.064
Energia elétrica comprada para revenda	1.477.920	-	-	1.477.920
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	139.869	-	-	139.869
Custo de construção	427.004	-	-	427.004
Provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber e perdas com clientes comerciais	-	51.772	-	51.772
Provisão para processos cíveis, fiscais, trabalhistas e regulatórios	-	-	29.480	29.480
Amortização	99.915	-	68.649	168.564
Arrendamento e aluguéis	854	2.173	155	3.182
Outros	1.547	792	488	2.827
Total	2.273.636	198.704	223.527	2.695.867

31/12/2016				
Custos/despesas operacionais	Custo do serviço de energia elétrica	Despesas com vendas	Despesas administrativas	Total
Pessoal	36.660	28.441	53.682	118.783
Material	302	1.105	3.274	4.681
Serviços de terceiros	80.287	108.914	98.062	287.263
Energia elétrica comprada para revenda	1.215.210	-	-	1.215.210
Encargo uso do sistema de transmissão e distribuição	88.688	-	-	88.688
Custo de construção	607.777	-	-	607.777
Provisão para redução ao valor recuperável do contas a receber e perdas com clientes comerciais	-	62.212	-	62.212
Provisão para processos cíveis, fiscais e trabalhistas	-	-	17.735	17.735
Amortização	118.486	-	25.142	143.628
Arrendamento e aluguéis	943	2.214	194	3.351
Outros	548	1.237	283	2.068
Total	2.148.901	204.123	198.372	2.551.396

29 Energia elétrica comprada para revenda

	GWh(*)		R\$	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Energia de leilão	4.503	4.697	867.379	888.118
Contratos Eletronuclear	204	205	46.229	41.134
Contratos cotas de garantias (a)	2.414	2.982	147.194	186.999
Encargo de Serviço do Sistema - ESS/				
Energia reserva (b)	-	-	(43.207)	40.016
Energia de curto prazo - CCEE (c)	-	(443)	579.163	142.450
Programa incentivo fontes alternativas				
energia - PROINFA	-	143	39.725	39.997
Encargos de uso do sistema de transmissão e				
distribuição	147	-	139.869	88.688
(-) Parcela a compensar crédito				
PIS/COFINS não cumulativo	-	-	(158.563)	(123.504)
Total	7.268	7.584	1.617.789	1.303.898

(*) Informações não examinadas pelos auditores independentes.

- (a) A despesa dos contratos de cotas garantias refere-se à energia decorrente do rateio da garantia física e de potência das usinas cujas concessões foram prorrogadas nos termos da Lei nº 12.783, de 2013. A alocação das cotas às concessionárias de distribuição de energia é estabelecida conforme regulamento da ANEEL. Para o ano de 2017, a quantidade contratada é 19% a menor se comparada a 2016, o que resulta em redução da despesa com esse tipo de contrato. Cabe ressaltar, que a partir de setembro/17 a garantia física das usinas reduziu de 95% para 90%, logo a quantidade contratada com as usinas cotistas teve redução contratual junto a distribuidora;
- (b) A variação é oriunda das receitas recebida da conta da Energia de Reserva, CONER - Conta de Energia de Reserva, no cenário em que o PLD está acima do preço da energia de reserva, a operação gera superávit, que é repassado para as distribuidoras. Essas receitas nos últimos meses foram maiores que a despesa com o ESS, referente aos maiores despachos térmicos para atendimento do Sistema Elétrico; e
- (c) No exercício findo de 31 de dezembro de 2017 as despesas de compra de energia no curto prazo tiveram influências dos seguintes fatores: (i) PLD utilizado para liquidação de energia comprada no mercado spot, cujo valor médio para este exercício ficou em R\$ 201,66 por MWh; ii) Contratos de energia de 2017 negociados no mercado de curto prazo. A Companhia utilizou todos os mecanismos regulamentados para manter o nível de cobertura contratual dentro do limite regulatório, sobrecontratação até 105%.

30 Outras despesas operacionais líquidas

	31/12/2017	31/12/2016
Perda na desativação de bens e direito	44.627	40.368
Multas por violação de indicadores (a)	8.909	9.983
Indenização por danos a terceiros	3.389	2.728
Outras despesas e receitas operacionais	1.515	7.575
Total	58.440	60.654

- (a) Indicadores como Duração de interrupção individual por unidade consumidora - DIC, Frequência de interrupção individual por unidade consumidora - FIC, Duração Equivalente de interrupção por unidade consumidora - DEC e Frequência Equivalente de interrupção por unidade consumidora - FEC.

31 Resultado financeiro líquido

	31/12/2017	31/12/2016 (Reapresentado)
Receitas financeiras		
Rendas financeiras	124.763	170.073
Valores a receber/devolver parcela A	30.938	19.445
Acréscimo moratório de energia vendida	76.123	67.572
Receita financeira de AVP	9.106	-
Variação monetária e cambial da dívida (a)	18.984	54.775
Variação monetária e cambial da caução STN	1.528	-
PIS/COFINS sobre receita financeira	(11.047)	(12.302)
Juros ativos	11	20
Outras receitas financeiras	535	7.852
	<hr/>	<hr/>
Total de receitas financeiras	250.941	307.435
	<hr/>	<hr/>
Despesas financeiras		
Valores a receber/devolver parcela A	(14.688)	(11.685)
Operações com instrumentos financeiros derivativos (b)	(17.846)	(70.249)
Variação monetária e cambial da dívida (a)	(47.359)	(35.875)
Encargos da dívida	(167.169)	(186.527)
Atualização de eficientização e contingências	(11.395)	(14.242)
Despesa financeira de AVP	(84)	(3)
Juros, multas s/ operação de energia	(631)	(934)
Descontos concedidos	(2.466)	(1.481)
Outras despesas financeiras	(14.273)	(14.869)
	<hr/>	<hr/>
Total de despesas financeiras	(275.911)	(335.865)
	<hr/>	<hr/>
Resultado financeiro líquido	(24.970)	(28.430)
	<hr/>	<hr/>

- (a) O principal efeito refere-se a variação cambial, derivado do aumento do dólar em 2017 de 1,5%, saindo de R\$ 3,26 em 31 de dezembro de 2016 para R\$ 3,31 em 31 de dezembro de 2017, contra uma queda do dólar em 2016 de 16,4%, saindo de R\$ 3,90 em 31 de dezembro de 2015 para R\$ 3,26 em 31 de dezembro de 2016; e
- (b) Refere-se principalmente à contratação de operações de Swap, que trocam Dólar + spread por CDI + spread. No exercício findo em 31 de dezembro de 2017 tivemos despesa líquida de Swap no valor de R\$ 17.486, devido ao aumento do dólar em 2017 de 1,5% (ponta ativa, vide nota "a") ser inferior a despesa com o CDI acumulado no ano em 9,93% (ponta passiva), contra uma despesa líquida de Swap em 2016 no valor de 70.249, devido a despesa pela queda do dólar de 16,4% (ponta ativa) somado a despesa com o CDI acumulado no ano em 13,99% (ponta passiva). Em outubro de 2017 ocorreu a liquidação das operações 4131 Itaú e Santander, contribuindo para redução em 75% do resultado, comparado a 2016.

32 Lucro por ação

Conforme requerido pelo CPC 41 e IAS 33 (*Earnings per Share*), a tabela a seguir reconcilia o lucro líquido do exercício com os montantes usados para calcular o lucro por ação básico e diluído.

31/12/2017				
	Ações ordinárias	Ações preferenciais nominativas A	Ações preferenciais nominativas B	Total
Numerador				
Lucro líquido do exercício	481.073	3.696	4.848	489.617
Denominador				
Média ponderada por classe de ações	161.319	1.239	1.626	164.184
Lucro básico e diluído por ação	2,98212	2,98212	2,98212	2,98212
31/12/2016				
	Ações ordinárias	Ações preferenciais nominativas A	Ações preferenciais nominativas B	Total
Numerador				
Lucro líquido do exercício	392.818	3.018	3.959	399.794
Denominador	-	-	-	-
Média ponderada por classe de ações	161.319	1.239	1.626	164.184
Lucro básico e diluído por ação	2,4350	2,4350	2,4350	2,4350

33 Benefício pós-emprego (Entidade de previdência privada)

Características do plano de aposentadoria

A Companhia é patrocinadora da FASCEMAR - Fundação de Assistência e Seguridade dos Servidores da CEMAR, Fundação de Previdência Complementar, pessoa jurídica de direito privado sem fins lucrativos, que tem por finalidade, na qualidade de entidade fechada de previdência complementar, a administração e execução dos Planos de Benefícios de natureza previdenciária.

A FASCEMAR foi totalmente reestruturada ao longo do ano de 2005, culminando na implantação e operacionalização de um novo plano previdenciário a partir de maio de 2006, - o Plano Misto de Benefícios I, em regime de contribuição definida na modalidade de contribuição variável de acordo com a classificação definida pela Previc. O plano oferece o benefício de aposentadoria normal, na modalidade de contribuição definida, e o benefício por incapacidade e por morte de participante ativo, na modalidade de benefício definido, além dos institutos legais obrigatórios. Desde a sua implementação, verificou-se a adesão de 98% dos participantes ativos do Plano de Benefício Definido I (Plano BD I), assim como dos funcionários da CEMAR que não contavam com este benefício.

Atualmente, o Plano BD I atende em sua maioria os participantes aposentados e pensionistas que já se encontravam em gozo do benefício desde abril de 2006. Este plano apresenta os benefícios de aposentadoria por idade, especial, tempo de contribuição e auxílio funeral.

A Companhia, na qualidade de patrocinadora, recolhe, mensalmente, para os dois Planos, uma contribuição normal paritária ao total das contribuições recolhidas pelos participantes que pertençam ao seu quadro de pessoal. Na apuração do exercício findo em 31 de dezembro de 2017, esse valor corresponde a R\$ 2.673 (R\$ 2.318 em 31 de dezembro de 2016).

(i) Plano de Benefícios Definidos I - BD-I

Plano de benefícios previdenciários administrado pela FASCEMAR - Fundação de Previdência Complementar e patrocinado pela CEMAR, sendo oferecido aos seus empregados e respectivos dependentes.

O BD-I é estruturado na modalidade de “Benefício Definido”, existindo compromisso pós-emprego com os participantes em atividade e com os assistidos. De acordo com o Regulamento do plano, os benefícios oferecidos aos empregados são os seguintes:

- Aposentadoria por Invalidez

O benefício a ser concedido equivale ao valor da diferença positiva entre o SRB e a aposentadoria por invalidez da Previdência Social.

- Aposentadoria por Idade

O benefício a ser concedido equivale ao valor da diferença positiva entre o SRB e a aposentadoria por idade da Previdência Social.

- Aposentadoria por Tempo de Contribuição

O benefício a ser concedido equivale ao valor da diferença positiva entre o SRB e a aposentadoria por tempo de contribuição da Previdência Social.

- Aposentadoria Especial

O benefício a ser concedido equivale ao valor da diferença positiva entre o SRB e a aposentadoria especial da Previdência Social.

- Auxílio Doença

O benefício a ser concedido equivale ao valor da diferença positiva entre o SRB e o benefício de auxílio-doença da Previdência Social, desde que o participante tenha efetuado 12 meses de contribuições ao plano.

- Auxílio-Funeral

O benefício equivale ao valor de R\$ 116,25, em novembro/1995, atualizável nas mesmas épocas e pelos mesmos índices de reajuste salarial coletivo da patrocinadora. É concedido à pessoa que comprove ter sido executor do funeral do participante, desde que o este tenha efetuado 12 meses de contribuições ao plano.

- Abono Anual

O benefício é concedido na mesma época em que é concedido o abono anual da Previdência

Social, e consiste em uma prestação pecuniária anual de 1/12 (um doze avos) da renda mensal devida em dezembro por mês de complementação recebida durante o ano.

- Pensão por Morte

O benefício a ser concedido consiste em uma renda mensal equivalente a 50% (mais 10% por beneficiário) da renda recebida pelo participante assistido ou da renda que o participante ativo teria direito se viesse a se aposentar por invalidez na data de falecimento.

As principais definições do plano, conforme disposto no seu Regulamento, são:

- Salário Real de Contribuição (SRC)

É o valor sobre o qual incidem os percentuais de contribuições do participante.

- Salário Real de Benefício (SRB)

Média aritmética simples dos últimos 36 meses dos Salários Reais de Contribuição anteriores ao mês de início do benefício, excluindo-se o 13º salário, atualizados pelos mesmos índices de atualização utilizados pelo RGPS no cálculo do Salário de Benefício. É o valor base para o cálculo das complementações de benefícios.

- Unidade Mínima de Benefício (UMB)

A UMB corresponde ao menor valor mensal que uma complementação de aposentadoria ou pensão pode assumir, equivalente a R\$ 128,00 em maio/2004. Esse valor é atualizado nas mesmas épocas e pelos mesmos índices estabelecidos no Regulamento para reajuste das complementações.

- Benefício Mínimo

É garantido o valor mínimo de 25% do SRB, não podendo esse valor ser inferior à UMB.

- Contribuições

O custeio do plano é obtido através das Contribuições Normais dos participantes e das patrocinadoras.

(ii) Plano Misto de Benefícios - PMB

Plano de benefícios previdenciários administrado pela FASCEMAR - Fundação de Previdência Complementar e patrocinado pela CEMAR - Companhia Energética do Maranhão e pela própria FASCEMAR.

O PMB é um plano contributivo com modalidade de “Contribuição Definida” para os benefícios programados e de “Benefício Definido” para os benefícios de risco. De acordo com o Regulamento do plano, os benefícios oferecidos aos empregados são os seguintes:

- Aposentadoria Normal

É concedida ao participante que atender cumulativamente as seguintes condições:

- a. Ter 180 meses ininterruptos de vinculação empregatícia com a patrocinadora;
- b. Ter 60 meses de contribuição efetiva ao plano;
- c. Ter idade igual ou superior a 55 anos; e
- d. Não manter vínculo empregatício com a patrocinadora.

O valor do benefício resulta da transformação do Saldo de Contas em uma renda certa, de 12 parcelas por ano, por “n” meses.

- Aposentadoria de Incapacidade para o Trabalho

O benefício é concedido ao participante que estiver em gozo da aposentadoria por Invalidez da Previdência Social, desde que este esteja no plano por, pelo menos, 12 meses. O valor do benefício resulta da conversão do Saldo de Contas em uma renda mensal.

- Pensão por Morte de Ativo

O benefício é concedido aos beneficiários do participante ativo que vier a falecer, desde que este tenha se mantido no plano por, pelo menos, 12 meses. O valor do benefício resulta da conversão do Saldo de Contas em uma renda mensal.

- Pensão por Morte de Assistido

O benefício é concedido aos beneficiários do participante assistido que vier a falecer, desde que este tenha se mantido no plano por, pelo menos, 12 meses. O valor do benefício consiste na continuação da renda paga ao participante assistido.

As principais definições do plano, conforme disposto no seu Regulamento, são:

- Salário Real de Contribuição (SRC)

É o valor sobre o qual incidem os percentuais de contribuições do participante.

- Indexador Atuarial do Plano (IAP)

Conforme definido no Artigo 22 do Regulamento, o IAP equivale ao INPC do IBGE.

- Unidade de Referência FASCEMAR (URF)

É a unidade padrão do plano, que corresponde a R\$ 257,67 em novembro/2004. Esse valor é atualizado pelo indexador IAP.

- **Rentabilidade Líquida**

É o resultado financeiro líquido dos investimentos das Provisões e Fundos do plano através da sistemática de cálculo de cota aprovada pelo Conselho Deliberativo. A cota reflete o resultado financeiro líquido entre duas datas consecutivas de apuração.

- **Contribuição Real Média Mensal (CRMM)**

A CRMM é a média das contribuições mensais relativas aos 12 últimos meses imediatamente anteriores à data de cálculo. A CRMM é destinada para o cálculo dos benefícios de Incapacidade e de Pensão por Morte de Ativo.

- **Saldo de Conta Aplicável**

É a soma dos valores que o participante tem direito quando do cálculo do seu benefício.

- **Contribuições**

- a. O custeio do plano é obtido através das seguintes contribuições:
- b. Contribuição Normal Mensal Programada dos participantes;
- c. Contribuição Normal Facultativa dos participantes;
- d. Contribuição Normal de assistido;
- e. Contribuição Básica do patrocinadora;
- f. Contribuição para Benefícios de Risco do patrocinadora; e
- g. Contribuição para Despesas Administrativas do patrocinadora.

33.1 Premissas adotadas

As hipóteses (premissas) utilizadas na Avaliação Atuarial segundo o Pronunciamento Técnico CPC 33 (R1), publicado em dezembro/2012, em correlação às Normas Internacionais de Contabilidade - IAS 19 (IASB - BV 2012), são apresentadas a seguir:

	CEMAR BDI	CEMAR PMB
Taxa real de desconto atuarial	5,27%	5,04%
Retorno real esperado sobre os ativos	5,27%	5,04%
Taxa real de crescimento salarial dos empregados ativos	0,00%	1,00%
Crescimento real dos benefícios do plano durante o recebimento	0,00%	0,00%
Fator de capacidade sobre os benefícios	98,00%	Nãoaplicável.
Fator de capacidade sobre os salários	100,00%	Nãoaplicável.
Inflação esperada	3,96%	3,96%
Taxa de desconto nominal	9,44%	9,20%
Retorno nominal esperado sobre os ativos do plano	9,44%	9,20%
Taxa nominal de crescimento salarial dos empregados ativos	3,96%	5,00%
Crescimento nominal dos benefícios do plano durante o recebimento	3,96%	3,96%
Mortalidade geral	AT-2000 M/F Suavizada em 10%	AT-2000 M/F Suavizada em 10%
Mortalidade de inválidos	AT-83 (IAM) MALE	AT-83 (IAM) MALE
Entrada em invalidez	Não aplicável	LIGHT MÉDIA
Taxa anual de rotatividade	Nula	Nula
	Para participantes ativos, família média (considerando 80% do grupo casado e homem 6 anos mais velho do que a mulher). Para participantes assistidos, família real (conforme cadastro).	
Composição familiar		Não aplicável.

33.2 Informações dos participantes

	Planos de benefícios	
	CEMAR BDI	CEMAR PMB
Participantes ativos		
Quantidade	25	1.146
Idade média (em anos)	50	37
Tempo média de empresa (em anos)	24	9
Salário mensal médio (R\$)	597,28	4.247,04
Participantes em diferimento (BPD)		
Quantidade	-	3
Idade média (em anos)	-	35
Participantes aposentados		
Quantidade	415	51
Idade média (em anos)	72	61
Benefício mensal médio (R\$)	1.883,22	2.116,31
Participantes Pensionistas		
Quantidade	225	8
Idade média (em anos)	63	29
Benefício mensal médio (R\$)	973,15	683,21

33.3 Apuração do passivo/ativo atuarial

A conciliação dos ativos e passivos demonstrará o excesso ou a insuficiência de recursos para cobertura do benefício pós-emprego, e que deve ser apresentado no balanço da Companhia.

Apresentamos, a seguir, a demonstração dos resultados apurados em 31/12/2017 (Passivo ou Ativo Atuarial a ser contabilizado) e a projeção de despesas a serem reconhecidas no resultado do exercício de 2018. Os resultados foram obtidos com nas informações na data base em 30/11/2017:

Os resultados da avaliação atuarial são apresentados a seguir.

Plano BD-I

Ativos do Plano	Valor Contabilizado	Ajuste a Valor de Mercado	Valor a Mercado	Em %
Disponível	43.458	-	43.458	0,02%
Realizável - Gestão Previdencial	524.168	-	524.168	0,29%
Realizável - Gestão Administrativa	974.164	-	974.164	0,54%
Fundos de Investimentos	4.893.927	-	4.893.927	2,72%
Títulos públicos	144.628.190	16.617.833	161.246.023	89,62%
Créditos privados e depósitos	7.824.923	-	7.824.923	4,35%
Ações	-	-	-	0,00%
Depósitos Judiciais	-	-	-	0,00%
Investimentos Imobiliários	3.201.262	-	3.201.262	1,78%
Empréstimos e Financiamentos	1.188.503	-	1.188.503	0,66%
Outros realizáveis	26.072	-	26.072	0,01%
(=) Ativo Total	163.304.667	16.617.833	179.922.500	100,00%

Em 30/11/2017

Em R\$ 1,00

(+) Ativo total	179.922.499
(-) Exigível Operacional	(960.357)
(-) Exigível Contingencial	-
(-) Fundos Previdenciais	-
(-) Fundos Administrativos	(974.164)
(-) Fundos Investimentos	(2.143)
(=) Valor Justo dos Ativos do Plano (total)	177.985.835
Proporção das Obrigações ref. a Companhia	100,00%
Valor Justo dos Ativos	177.985.835

Plano Misto de Benefícios - PMB

Ativod do plano	Valor Contabilizado	Ajuste a Valor de Mercado	Valor a Mercado	Em %
Disponível	368.368	-	368.368	0,43%
Realizável - Gestão Previdencial	10.363	-	10.363	0,01%
Realizável - Gestão Administrativa	2.101.374	-	2.101.374	2,47%
Fundos de Investimentos	12.881.627	-	12.881.627	15,16%
Títulos públicos	63.240.862	934.171	64.175.033	75,54%
Créditos privados e depósitos	-	-	-	0,00%
Ações	-	-	-	0,00%
Depósitos Judiciais	-	-	-	0,00%
Investimentos Imobiliários	-	-	-	0,00%
Empréstimos e Financiamentos	5.408.569	-	5.408.569	6,37%
Outros realizáveis	15.134	-	15.134	0,02%
(=) Ativo Total	84.026.297	934.171	84.960.468	100,00%

Em 30/11/2017	Em R\$ 1,00
(+) Ativo total	84.026.295
(-) Exigível Operacional	(535.259)
(-) Exigível Contingencial	-
(-) Fundos Previdenciais	(6.494.941)
(-) Fundos Administrativos	(2.101.374)
(-) Fundos Investimentos	(328.634)
(=) Patrimônio de cobertura	74.566.088
(-) Saldos de Conta	(74.566.088)
(+) Fundo de Risco	4.996.515
(+/-) Ajuste Marcação à mercado (parcela BD)	-
(=) Valor Justo dos Ativos do Plano (total)	4.996.515
Proporção das Obrigações ref. a Companhia	97,05%
Valor Justo dos Ativos	4.849.051

33.4 Resultado da avaliação atuarial

Os resultados das avaliações atuariais apuraram o seguinte compromisso do plano com seus participantes:

Plano BD-I

	PLANO BDI	
	31/12/2017	31/12/2016
A APURAÇÃO DO PASSIVO (ATIVO) LÍQUIDO		
1 Déficit/(Superávit) apurado		
1 Obrigações atuariais apuradas na avaliação atuarial	149.889.681	144.403.546
2 Valor justo dos ativos do plano	<u>(177.985.835)</u>	<u>(167.701.545)</u>
3 Déficit/(Superávit) apurado	(28.096.154)	(23.297.999)
2 Efeito do Teto do Ativo e Passivos Adicionais		
1 Efeito do Teto de Ativo	28.096.154	23.297.999
2 Passivos Adicionais	<u>-</u>	<u>-</u>
3 Efeito do Teto do Ativo e Passivos Adicionais	28.096.154	23.297.999
3 Passivo/(Ativo) líquido resultante do disposto no CPC 33(R1)		
1 Passivo/(Ativo) líquido apurado (A.1.3 + A.2.3)	-	-
<i>Passivo/(ativo) já reconhecido</i>	-	-
<i>Passivo/(ativo) a reconhecer no exercício</i>	<u><u>-</u></u>	<u><u>-</u></u>

Conforme pode ser identificado no quadro anterior, existem recursos integralizados suficientes (Superávit de R\$ 28.096.154) para garantir o pagamento dos compromissos do plano, não tendo obrigação atuarial a ser provisionada pela Companhia.

Plano Misto de Benefícios - PMB

	PLANO PMB	
	31/12/2017	31/12/2016
A APURAÇÃO DO PASSIVO (ATIVO) LÍQUIDO		
1 Déficit/(Superávit) apurado		
1 Obrigações atuariais apuradas na avaliação atuarial	680.820	586.876
2 Valor justo dos ativos do plano	(4.849.053)	(4.044.886)
3 Déficit/(Superávit) apurado	(4.168.233)	(3.458.010)
2 Efeito do Teto do Ativo e Passivos Adicionais		
1 Efeito do Teto de Ativo	4.168.233	3.458.010
2 Passivos Adicionais	-	-
3 Efeito do Teto do Ativo e Passivos Adicionais	4.168.233	3.458.010
3 Passivo/(Ativo) líquido resultante do disposto no CPC 33(R1)		
1 Passivo/(Ativo) líquido apurado (A.1.3 + A.2.3)	-	-
<i>Passivo/(ativo) já reconhecido</i>		
<i>Passivo/(ativo) a reconhecer no exercício</i>	-	-

Conforme pode ser identificado no quadro anterior, existem recursos integralizados suficientes (Superávit de R\$ 4.168.233) para garantir o pagamento dos compromissos do plano, não tendo obrigação atuarial a ser provisionada pela Companhia.

33.5 Movimentação do ativo/passivo atuarial

Para cada exercício, os valores de despesa (receitas) esperados são calculados pela projeção das variações das obrigações atuariais.

Para o exercício de 2018, os valores a serem registrados são os seguintes:

	PLANO BDI	
	31/12/2018	31/12/2017
D PROJEÇÃO DOS CUSTOS DO PLANO PARA O PERÍODO SEGUINTE		
1 Resultado do Exercício projetado para o período seguinte		
1 Custo do serviço corrente	43.998	30.612
2 Custo de juros sobre as obrigações atuariais	13.545.461	15.092.323
3 Rendimento esperado dos ativos do plano	(16.218.427)	(17.661.513)
4 Juros sobre o Efeito do Teto de Ativo e Passivos Adicionais	2.651.909	2.546.817
5 Fluxo de caixa projetado para custeio do plano	(456.446)	(420.200)
<i>a) Contribuições esperadas dos participantes</i>	(228.223)	(210.100)
<i>b) Contribuições esperadas do empregador</i>	(228.223)	(210.100)
6 Despesa (receita) a reconhecer até o fim do período seguinte	(433.505)	(411.961)

	PLANO PMB	
	31/12/2018	31/12/2017
D PROJEÇÃO DOS CUSTOS DO PLANO PARA O PERÍODO SEGUINTE		
1 Resultado do Exercício projetado para o período seguinte		
1 Custo do serviço corrente	86.039	81.330
2 Custo de juros sobre as obrigações atuariais	53.646	54.043
3 Rendimento esperado dos ativos do plano	(446.093)	(442.161)
4 Juros sobre o Efeito do Teto de Ativo e Passivos Adicionais	383.460	378.012
5 Fluxo de caixa projetado para custeio do plano	(199.780)	(189.820)
<i>a) Contribuições esperadas dos participantes</i>	-	-
<i>b) Contribuições esperadas do empregador</i>	(199.780)	(189.820)
6 Despesa (receita) a reconhecer até o fim do período seguinte	(122.728)	(118.596)

Os valores apresentados devem ser analisados ao encerramento do próximo exercício, quando será apurado novamente se estas projeções se concretizaram ou se será necessário efetuar ajustes adicionais em relação às provisões de benefícios pós-emprego.

33.6 Demonstrativo completo sobre os cálculos efetuados em 31 de dezembro de 2017

Demonstração do reconhecimento do passivo/(ativo) neste exercício

	<u>31/12/2017</u>		<u>31/12/2016</u>	
1 Ativo Líquido de Cobertura do Plano	BD - I	PMB	BD - I	PMB
1.1 Valor justo dos ativos do plano	(177.985.835)	(4.849.053)	167.701.545	4.044.886
	PLANO BDI			
B RECONHECIMENTO DOS CUSTOS DO PLANO NO EXERCÍCIO	31/12/2017		31/12/2016	
1 Resultado do Exercício				
1 Custo do serviço corrente	30.612		25.865	
2 Custo do serviço passado	-		-	
a) (Ganhos)/perdas na alteração ou redução do plano	-		-	
b) (Ganhos)/perdas na liquidação (settlement)	-		-	
3 Contribuições de participantes	(210.100)		(24.138)	
4 Contribuições do empregador	(210.100)		(24.138)	
5 Custo de juros sobre as obrigações atuariais	15.092.323		17.277.319	
6 Rendimento esperado dos ativos do plano	(17.661.513)		(20.684.172)	
7 Juros sobre o Efeito do Teto de Ativo e Passivos Adicionais	2.546.817		3.403.416	
8 Total de despesa (receita) a reconhecer no Resultado do Exercício	(411.961)		(25.848)	
2 Outros Resultados Abrangentes (ORA), no período				
1 (Ganhos)/perdas nos ativos do plano	(5.221.512)		(13.074.334)	
2 (Ganhos)/perdas nas obrigações atuariais	3.382.135		16.285.366	
3 (Ganhos)/perdas no efeito do Teto do Ativo e nos Passivos Adicionais	2.251.338		(3.185.184)	
4 (Ganhos)/perdas a reconhecer em ORA	411.961		25.848	
3 Outros Resultados Abrangentes (ORA), acumulado				
1 (Ganhos)/perdas acumulados reconhecidos no início do período em ORA	4.918.528		4.892.680	
2 (Ganhos)/perdas no período	411.961		25.848	
3 (Ganhos)/perdas acumulados reconhecidos ao fim do período em ORA	5.330.489		4.918.528	
4 Reconciliação do Passivo/(Ativo) reconhecido				
1 Passivo/(ativo) no início do período	-		-	
2 Passivo/(ativo) adicional reconhecido no período	-		-	
a) Em Resultado do Exercício	(411.961)		(25.848)	
b) Em ORA	411.961		25.848	
3 Passivo/(ativo) no fim do período	-		-	

Companhia Energética do Maranhão S.A. - CEMAR
Demonstrações financeiras em
31 de dezembro de 2017

	PLANO PMB	
	31/12/2017	31/12/2016
B RECONHECIMENTO DOS CUSTOS DO PLANO NO EXERCÍCIO		
1 Resultado do Exercício		
1 Custo do serviço corrente	81.330	81.573
2 Custo do serviço passado	-	-
a) (Ganhos)/perdas na alteração ou redução do plano	-	-
b) (Ganhos)/perdas na liquidação (settlement)	-	-
3 Contribuições de participantes	-	-
4 Contribuições do empregador	(189.820)	(227.761)
5 Custo de juros sobre as obrigações atuariais	54.043	75.999
6 Rendimento esperado dos ativos do plano	(442.161)	(452.010)
7 Juros sobre o Efeito do Teto de Ativo e Passivos Adicionais	378.012	359.795
8 Total de despesa (receita) a reconhecer no Resultado do Exercício	(118.596)	(162.404)
2 Outros Resultados Abrangentes (ORA), no período		
1 (Ganhos)/perdas nos ativos do plano	(362.104)	(527.843)
2 (Ganhos)/perdas nas obrigações atuariais	148.489	31.926
3 (Ganhos)/perdas no efeito do Teto do Ativo e nos Passivos Adicionais	332.211	658.321
4 (Ganhos)/perdas a reconhecer em ORA	118.596	162.404
3 Outros Resultados Abrangentes (ORA), acumulado		
1 (Ganhos)/perdas acumulados reconhecidos no início do período em ORA	1.919.744	1.757.340
2 (Ganhos)/perdas no período	118.596	162.404
3 (Ganhos)/perdas acumulados reconhecidos ao fim do período em ORA	2.038.340	1.919.744
4 Reconciliação do Passivo/(Ativo) reconhecido		
1 Passivo/(ativo) no início do período	-	-
2 Passivo/(ativo) adicional reconhecido no período	-	-
a) Em Resultado do Exercício	(118.596)	(162.404)
b) Em ORA	118.596	162.404
3 Passivo/(ativo) no fim do período	-	-

Reconciliação do passivo/(ativo)

Para fins de registro contábil da CEMAR, a movimentação ocorrida do Passivo Atuarial ocorrida durante o exercício de 2017 foi conforme a seguir demonstrada:

4 Reconciliação do Passivo/(Ativo) reconhecido	PLANO BDI	
1 Passivo/(ativo) no início do período	-	-
2 Passivo/(ativo) adicional reconhecido no período	-	-
a) Em Resultado do Exercício	(411.961)	(25.848)
b) Em ORA	411.961	25.848
3 Passivo/(ativo) no fim do período	-	-
4 Reconciliação do Passivo/(Ativo) reconhecido	PLANO PMB	
1 Passivo/(ativo) no início do período	-	-
2 Passivo/(ativo) adicional reconhecido no período	-	-
a) Em Resultado do Exercício	(118.596)	(162.404)
b) Em ORA	118.596	162.404
3 Passivo/(ativo) no fim do período	-	-

Mudanças nos valores divulgados

	PLANO BDI	
	31/12/2017	31/12/2016
C DEMONSTRAÇÃO DAS MUDANÇAS NOS VALORES DIVULGADOS		
1 Valor justo dos ativos do plano		
1 Valor justo dos ativos ao início do ano	(167.701.545)	(146.170.024)
2 Benefícios pagos no período	13.018.935	12.275.261
3 Contribuições de participante realizadas no período	(210.100)	(24.138)
4 Contribuições do empregador realizadas no período	(210.100)	(24.138)
5 Rendimento esperado dos ativos	(17.661.513)	(20.684.172)
<i>a) Rendimento esperado sobre os ativos do período anterior</i>	<i>(18.332.271)</i>	<i>(21.554.698)</i>
<i>b) Rendimento sobre contribuições esperadas</i>	<i>(22.372)</i>	<i>(3.437)</i>
<i>c) Perda de rendimento com pagamentos esperados de benefícios</i>	<i>693.130</i>	<i>873.963</i>
6 (Ganhos)/perdas no Valor justo dos ativos do plano	(5.221.512)	(13.074.334)
7 Valor justo dos ativos no fim do período	(177.985.835)	(167.701.545)
2 Obrigações Atuariais		
1 Obrigações atuariais no início do período	144.403.546	123.090.257
2 Custo do serviço corrente	30.612	25.865
3 Juros sobre obrigação atuarial	15.092.323	17.277.319
<i>a) Despesa de juros sobre obrigação atuarial do período anterior</i>	<i>15.785.453</i>	<i>18.151.282</i>
<i>b) Redução de juros decorrente dos pagamentos esperados de benefícios</i>	<i>(693.130)</i>	<i>(873.963)</i>
4 Benefícios pagos no período	(13.018.935)	(12.275.261)
5 (Ganhos)/Perdas nas obrigações atuariais	3.382.135	16.285.366
6 Obrigações atuariais no fim do período	149.889.681	144.403.546
3 Teto do Ativo e Requisitos de Funding Mínimo		
1 Efeito do Teto de Ativo e Passivos Adicionais no início do período	23.297.999	23.079.767
2 Juros esperados sobre o Efeito do Teto de Ativo e Passivos Adicionais	2.546.817	3.403.416
3 (Ganhos)/Perdas no Efeito do Teto de Ativo e nos Passivos Adicionais	2.251.338	(3.185.184)
4 Efeito do Teto de Ativo e Passivos Adicionais no fim do período	28.096.154	23.297.999
	PLANO PMB	
	31/12/2017	31/12/2016
C DEMONSTRAÇÃO DAS MUDANÇAS NOS VALORES DIVULGADOS		
1 Valor justo dos ativos do plano		
1 Valor justo dos ativos ao início do ano	(4.044.886)	(3.065.436)
2 Benefícios pagos no período	189.918	228.164
3 Contribuições de participante realizadas no período	-	-
4 Contribuições do empregador realizadas no período	(189.820)	(227.761)
5 Rendimento esperado dos ativos	(442.161)	(452.010)
<i>a) Rendimento esperado sobre os ativos do período anterior</i>	<i>(442.166)</i>	<i>(452.039)</i>
<i>b) Rendimento sobre contribuições esperadas</i>	<i>(10.106)</i>	<i>(16.216)</i>
<i>c) Perda de rendimento com pagamentos esperados de benefícios</i>	<i>10.111</i>	<i>16.245</i>
6 (Ganhos)/perdas no Valor justo dos ativos do plano	(362.104)	(527.843)
7 Valor justo dos ativos no fim do período	(4.849.053)	(4.044.886)
2 Obrigações Atuariais		
1 Obrigações atuariais no início do período	586.876	625.542
2 Custo do serviço corrente	81.330	81.573
3 Juros sobre obrigação atuarial	54.043	75.999
<i>a) Despesa de juros sobre obrigação atuarial do período anterior</i>	<i>64.154</i>	<i>92.244</i>
<i>b) Redução de juros decorrente dos pagamentos esperados de benefícios</i>	<i>(10.111)</i>	<i>(16.245)</i>
4 Benefícios pagos no período	(189.918)	(228.164)
5 (Ganhos)/Perdas nas obrigações atuariais	148.489	31.926
6 Obrigações atuariais no fim do período	680.820	586.876
3 Teto do Ativo e Requisitos de Funding Mínimo		
1 Efeito do Teto de Ativo e Passivos Adicionais no início do período	3.458.010	2.439.894
2 Juros esperados sobre o Efeito do Teto de Ativo e Passivos Adicionais	378.012	359.795
3 (Ganhos)/Perdas no Efeito do Teto de Ativo e nos Passivos Adicionais	332.211	658.321
4 Efeito do Teto de Ativo e Passivos Adicionais no fim do período	4.168.233	3.458.010

33.7 Análise de sensibilidade

Conforme o item 145 da CPC 33(R1), a Companhia deve divulgar a análise de sensibilidade para premissas atuariais significativas. A tabela abaixo apresenta a análise de sensibilidade das premissas atuariais mais relevantes, com variações razoavelmente possíveis na data da avaliação atuarial.

Premissa	Análise de sensibilidade	BD - I		PMB	
		Impacto R\$	Impacto %	Impacto R\$	Impacto %
Taxa de desconto	Aumento de 0,5%	(6.435.863)	(4,29%)	(19.715)	(2,90%)
	Redução de 0,5%	6.972.865	4,65%	20.822	3,06%
	Redução de 1 ano	3.516.224	2,35%	(15.926)	(2,34%)
Expectativa de Vida	Aumento de 1 ano	(3.575.992)	(2,39%)	17.859	2,62%

- Análise da variação em Perdas/(Ganhos)

A seguir é apresentado a abertura das principais variáveis que explicam a variação ocorrida nas perdas/(ganhos) sobre as obrigações atuariais apuradas no exercício.

Análise da variação em Perdas/(Ganhos) nas Obrigações Atuariais apuradas no exercício	BD - I		PMB	
	Impacto, em R\$	% das Obrigações Atuariais	Impacto, em R\$	% das Obrigações Atuariais
Alteração da Taxa de Desconto vigente no ano anterior para a Taxa de Desconto desse exercício	6.559.486	4,4%	28.807	4,2%
Experiência da população	(3.177.351)	(2,1%)	119.682	17,6%
(Ganhos)/Perdas nas Obrigações Atuariais no período	3.382.135	2,3%	148.489	21,8%

34 Instrumentos financeiros

34.1 Considerações gerais

Em atendimento à Deliberação CVM 604, de 19 de novembro de 2009, que aprovou os Pronunciamentos Técnicos CPC 38, 39 e 40, a Companhia efetuou análise dos seus instrumentos financeiros, a saber: caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, ativos financeiros da concessão, fornecedores, empréstimos e financiamentos, debêntures e derivativos, procedendo as devidas adequações em sua contabilização, quando necessário.

A administração desses instrumentos financeiros é por meio de estratégias operacionais e controles internos visando assegurar liquidez, rentabilidade e segurança. A política de controle consiste em acompanhamento permanente das condições contratadas versus condições vigentes no mercado.

A Administração faz uso dos instrumentos financeiros visando remunerar ao máximo suas disponibilidades de caixa, manter a liquidez de seus ativos, proteger-se de variações de taxas de juros ou câmbio e obedecer aos índices financeiros constituídos em seus contratos de financiamento (*covenants*), sendo eles dívida líquida sobre LAJIDA ajustado⁹ (DL/LAJIDA Ajustado) e dívida líquida sobre a dívida líquida somada ao patrimônio líquido (DL/DL+PL).

⁹ O LAJIDA Ajustado é calculado por meio do LAJIDA acrescido ou reduzido por itens que entendemos como não recorrentes ou que não afetam a nossa geração de caixa, como perda/ganho na desativação de bens e direito.

34.2 Política de utilização de derivativos

A Companhia utiliza operações com derivativos, apenas para conferir proteção às oscilações de indexadores macroeconômicos e conferir proteção às oscilações de cotações de moedas estrangeiras. Estas operações não são realizadas em caráter especulativo.

34.3 Categoria e valor justo dos instrumentos financeiros

Os valores justos estimados de ativos e passivos financeiros da Companhia foram determinados por meio de informações disponíveis no mercado e metodologias apropriadas de avaliações. Entretanto, considerável julgamento foi requerido na interpretação dos dados de mercado para produzir a estimativa do valor de realização mais adequado. Como consequência, as estimativas a seguir não indicam, necessariamente, os montantes que poderão ser realizados no mercado de troca corrente. O uso de diferentes metodologias de mercado pode ter um efeito material nos valores de realização estimados.

Em atendimento à Instrução CVM nº 475, os saldos contábeis e os valores de mercado dos instrumentos financeiros incluídos no balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016 estão identificados conforme a seguir:

Ativo	Categoria dos instrumentos financeiros	31/12/2017		31/12/2016 ¹⁰	
		Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Caixa e equivalentes de caixa	Empréstimos e recebíveis	1.742.518	367.603	564.940	564.940
Investimentos de curto prazo	Ativos financeiros ao valor justo	394	1.375.309	795.960	795.960
Contas a receber de clientes	Empréstimos e recebíveis	989.378	989.378	847.354	847.354
Instrumentos financeiros derivativos	Ativos financeiros ao valor justo	-	-	60.062	60.062
Ativo financeiro de concessão	Empréstimos e recebíveis	<u>1.294.726</u>	<u>1.294.726</u>	<u>1.048.121</u>	<u>1.048.121</u>
Total do ativo		<u>4.027.016</u>	<u>4.027.016</u>	<u>3.316.437</u>	<u>3.316.437</u>

Passivo	Categoria dos instrumentos financeiros	31/12/2017		31/12/2016	
		Contábil	Mercado	Contábil	Mercado
Fornecedor	Passivo ao custo amortizado	392.101	392.101	305.167	305.167
Empréstimos e financiamentos	Passivo ao custo amortizado	1.781.041	1.784.764	1.682.517	1.682.517
Debêntures	Passivo ao custo amortizado	<u>1.208.726</u>	<u>1.218.723</u>	<u>788.240</u>	<u>781.160</u>
Total do passivo		<u>3.381.868</u>	<u>3.395.588</u>	<u>2.775.924</u>	<u>2.768.844</u>

- **Caixa e equivalente de caixa** - são classificados como empréstimos e recebíveis. O saldo de caixa e bancos tem nível 1 na hierarquia de valor justo, enquanto o saldo de aplicação financeira, considerada como caixa e equivalente, tem nível 2 na hierarquia de valor justo.
- **Investimentos de curto prazo** - são classificados como de valor justo através do resultado. A hierarquia de valor justo dos investimentos de curto prazo é nível 2.
- **Contas a receber de clientes** - decorrem diretamente das operações da Companhia, são classificados como empréstimos e recebíveis, e estão registrados pelos seus valores originais, sujeitos a provisão para perdas e ajuste a valor presente, quando aplicável. Nível 2 na hierarquia de valor justo.

¹⁰ Para o exercício findo em 31 de dezembro de 2016 a Companhia desconsiderou depósitos judiciais e partes relacionadas por não serem se trataram de instrumentos financeiros.

- **Ativo financeiro de concessão** - são classificados como empréstimos e recebíveis, são ativos financeiros que representam o direito incondicional de receber uma determinada quantia ao final do prazo de concessão. Nível 2 na hierarquia de valor justo.
- **Fornecedores** - decorrem diretamente da operação da Companhia e são classificados como passivo ao custo amortizado. Nível 2 na hierarquia de valor justo.
- **Empréstimos e financiamentos** - tem o propósito de gerar recursos para financiar os programas de investimentos da Companhia e eventualmente gerenciar necessidades de curto prazo. São classificados como passivo ao custo amortizado e estão contabilizados pelos seus valores amortizados. Nível 2 na hierarquia de valor justo.
- **Debêntures** - são classificadas como passivo ao custo amortizado e estão contabilizados pelo seu valor amortizado. Para fins de divulgação, as debêntures tiveram seus valores de mercado calculados com base em taxas de mercado secundário da própria dívida ou dívida equivalente, divulgadas pela ANBIMA. Nível 2 na hierarquia de valor justo.
- **Instrumentos financeiros derivativos** - são classificados pelo valor justo através do resultado e tem como objetivo a proteção às oscilações de taxa de juros e moeda estrangeira. Para as operações de *swaps*, a determinação do valor de mercado foi realizada utilizando as informações de mercado disponíveis. Nível 2 na hierarquia de valor justo.

Os diferentes níveis foram definidos como a seguir:

- **Nível 1** - Preços cotados (não ajustados) em mercados ativos para ativos e passivos e idênticos;
- **Nível 2** - *Inputs*, exceto preços cotados, incluídas no Nível 1, que são observáveis para o ativo ou passivo, diretamente (preços) ou indiretamente (derivado de preços); e
- **Nível 3** - Premissas, para o ativo ou passivo, que não são baseadas em dados observáveis de mercado (*inputs* não observáveis).

34.4 Instrumentos financeiros derivativos

No exercício findo de 31 de dezembro de 2017 a Companhia não possui Swap e as suas últimas operações foram concluídas com os bancos Itaú e Santander respectivamente em 23 de outubro de 2017 e 10 de outubro de 2017.

De acordo com o CPC 40(R1), apresentamos abaixo os valores dos instrumentos derivativos da Companhia, vigentes em 31 de dezembro de 2017 e 31 de dezembro de 2016, que podem ser assim resumidos:

Operações passivas		Valor justo	
Objetivo de <i>hedge</i> de risco de mercado	Indexadores	31/12/2017	31/12/2016
Santander			
Ponta ativa	US\$ + 3,0175 a.a	-	134.158
Ponta passiva	CDI + 1,30% a.a	-	(104.110)
Total		-	30.048
Itaú			
Ponta ativa	US\$ + 2,52% a.a	-	133.785
Ponta passiva	CDI + + 1,30% a.a	-	(103.771)
Total		-	30.014
Total		-	60.062

Técnicas de avaliação específicas utilizadas para instrumentos financeiros derivativos: Preços de mercado das instituições financeiras. O valor justo de swaps de taxa de juros é calculado pelo valor presente dos fluxos de caixa futuros estimados com base nas curvas de rendimento adotadas pelo mercado.

Destacamos que, como as regras contábeis que tratam do assunto exigem que o swap seja contabilizado a valor de mercado, por mais que a proteção seja perfeita do ponto de vista de caixa, podem ocorrer oscilações nos resultados.

34.5 Gerenciamento dos riscos financeiros - Instrução CVM nº 475

O Conselho de Administração da Companhia tem a responsabilidade global sobre o estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de risco da Companhia. Os riscos descritos a seguir são uma compilação dos riscos apontados pelas diversas áreas da Companhia, em suas áreas de especialidades. A Administração da Companhia define a forma de tratamento e os responsáveis por acompanhar cada um dos riscos levantados, para sua prevenção e controle.

Os procedimentos de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidos para identificar e analisar os riscos aos quais a Companhia está exposta, para definir limites de riscos e controles apropriados, e para monitorar os riscos e a aderência aos limites definidos. As políticas de gerenciamento de risco e os sistemas são revisados regularmente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A Companhia através de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, busca manter um ambiente de disciplina e controle no qual todos os funcionários tenham consciência de suas atribuições e obrigações.

O Comitê de Auditoria da controladora direta Equatorial Energia S.A., supervisiona a forma como a Administração monitora a aderência aos procedimentos de gerenciamento de risco das Companhias do Grupo, e revisa a adequação da estrutura de gerenciamento de risco em relação aos riscos aos quais a Companhia está exposta. O Comitê de Auditoria da controladora direta Equatorial Energia é suportado pelo time de auditoria interna na execução de suas atribuições. A auditoria interna realiza revisões regulares e esporádicas nos procedimentos de gerenciamento de risco, e o seu resultado é reportado para o Comitê de Auditoria da controladora direta Equatorial Energia S.A..

Para o exercício de 31 de dezembro de 2017 não houve mudança nas políticas de gerenciamento de risco da Companhia.

(i) Risco de crédito

Risco de crédito é o risco da Companhia em incorrer em perdas financeiras caso um cliente ou uma contraparte em um instrumento financeiro falhe em cumprir com suas obrigações contratuais. Esse risco é principalmente proveniente das contas a receber de clientes e de instrumentos financeiros da Companhia. A Administração acompanha as situações em aberto e para mitigar o risco de inadimplência, é realizado anualmente workshop de cobrança para identificação dos principais grupos de inadimplentes e tomadas de decisões estratégicas para combatê-los. Periodicamente o comitê de cobrança acompanha a execução e eficiência de todas as decisões tomadas no workshop. A Companhia utiliza todas as ferramentas de cobrança permitidas pelo órgão regulador, tais como corte por inadimplência, negativação de débitos e negociação das posições em aberto. Para mitigar o risco das instituições financeiras depositárias de recursos ou de investimentos financeiros, a Companhia seleciona apenas instituições com baixo risco, avaliadas por agências de *rating*. A Companhia preserva seus ativos de concessão de acordo com a legislação vigente e monitora as possíveis definições nas regras de reversão da concessão.

O valor contábil dos ativos financeiros representa a exposição máxima do crédito.

A Companhia possui bens ou outros ativos dados em garantia de suas operações para a obtenção de crédito, dentre os quais alienação fiduciária e percentual de recebíveis sobre a receita operacional líquida.

Contas a receber

A exposição da Companhia a risco de crédito é influenciada principalmente pelas características individuais de cada cliente. Contudo, a Administração também considera os fatores que podem influenciar o risco de crédito da sua base de clientes, incluindo o risco de não pagamento do mercado e do Estado no qual os clientes estão localizados. Tendo em vista a atividade da Companhia, não há uma concentração relevante da receita em um grupo específico da carteira de clientes.

A Companhia limita a sua exposição ao risco de crédito de contas a receber, estabelecendo um prazo máximo de pagamento de acordo com a classe consumidora, e após transcorrido esse prazo, o fornecimento de energia fica sujeito a corte, e o seu reestabelecimento somente ocorre após regularização do débito.

A carteira de clientes da Companhia está representada da seguinte forma:

Classe consumidora	%	
	2017	2016
Residencial	56%	53%
Industrial	4%	5%
Comercial	16%	17%
Rural	4%	4%
Poder público	11%	13%
Iluminação pública	3%	3%
Serviço público	6%	5%
Total	100%	100%

A Companhia registrou uma provisão para perda que representa sua estimativa de perdas incorridas referentes à Contas a receber de clientes, conforme apresentado na nota 7.2, incluindo o movimento na provisão para perdas por redução ao valor recuperável durante o exercício.

Em 31 de dezembro de 2017 e 2016, a exposição máxima ao risco de crédito para Contas a receber de clientes por classe consumidora estava assim apresentada:

31 de dezembro de 2017					
Classe consumidora	Consumidores faturados	Consumidores não faturados	Parcelamentos	Baixa renda e viva luz	Total
Residencial	282.114	80.781	238.336	46.612	647.843
Industrial	22.500	5.270	8.804	-	36.574
Comercial	79.693	22.376	28.687	-	130.756
Rural	20.646	3.421	9.580	-	33.647
Poder público	63.531	9.386	46.269	-	119.186
Iluminação pública	18.129	268	11.790	-	30.187
Serviço público	33.652	5.453	30.411	-	69.516
Total	520.265	126.955	373.877	46.612,00	1.067.709

31 de dezembro de 2016					
Classe consumidora	Consumidores faturados	Consumidores não faturados	Parcelamentos	Baixa renda e viva luz	Total
Residencial	232.687	74.764	182.294	35.807	525.552
Industrial	25.708	5.340	8.907	-	39.955
Comercial	77.556	22.908	24.974	-	125.438
Rural	16.973	3.556	8.386	-	28.915
Poder público	64.988	8.170	27.881	-	101.039
Iluminação pública	16.334	222	8.510	-	25.066
Serviço público	22.086	4.783	17.499	-	44.368
Total	456.332	119.743	278.451	35.807	890.333

Caixa e equivalente de caixa

A Companhia detinha Caixa e equivalentes de caixa de R\$ 1.742.518 em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 564.940 em 31 de dezembro de 2016). O Caixa e equivalentes de caixa são mantidos com bancos e instituições financeiras que possuem *rating* entre AA- e AA+, baseado na agência de *rating*.

Derivativos

Os derivativos são contratados com bancos e instituições financeiras que possuem *rating* entre AA- e AA+, baseado na agência de *rating*.

(ii) *Risco de liquidez*

Risco de liquidez é o risco de que a Companhia irá encontrar dificuldades em cumprir as obrigações associadas com seus passivos financeiros que são liquidados com pagamentos em caixa ou com outro ativo financeiro. A abordagem da Companhia na Administração da liquidez é de garantir, na medida do possível, que sempre terá liquidez suficiente para cumprir com suas obrigações no vencimento, tanto em condições normais como de estresse, sem causar perdas inaceitáveis ou risco de prejudicar a reputação da Companhia. Para determinar a capacidade financeira da Companhia em cumprir adequadamente os compromissos assumidos, os fluxos de vencimentos dos recursos captados e de outras obrigações fazem parte das divulgações. Informações com maior detalhamento sobre os empréstimos captados pela Companhia são apresentadas nas notas 16 e 17.

A Companhia tem obtido recursos a partir da sua atividade comercial e do mercado financeiro, destinando-os principalmente ao seu programa de investimentos e à administração de seu caixa para capital de giro e compromissos financeiros.

A gestão dos investimentos financeiros tem foco em instrumentos de curto prazo, de modo a promover máxima liquidez e fazer frente aos desembolsos. A geração de caixa da Companhia e sua pouca volatilidade nos recebimentos e obrigações de pagamentos ao longo dos meses do ano, prestam à Companhia estabilidade nos seus fluxos, reduzindo o seu risco de liquidez.

A Companhia busca manter o nível de seu Caixa e equivalentes de caixa e outros investimentos com mercado ativo em um montante superior às saídas de caixa para liquidação de endividamento para os próximos 12 meses. O índice de disponibilidade por dívida de curto prazo era de 2,5 em 31 de dezembro de 2017 (4,5 em 31 de dezembro de 2016) e o índice de investimentos sobre saídas de caixa era de 2,70 em 31 de dezembro de 2017 e 2,39 em 2016.

A Companhia monitora também o nível esperado de entradas de caixa proveniente do contas a receber de clientes em conjunto com as saídas esperadas de caixa relacionadas à fornecedores e outras contas a pagar. Em 31 de dezembro de 2017, os fluxos de caixa esperados provenientes do Contas a receber de clientes com vencimento no curto prazo é de R\$R\$ 830.394 (R\$ 746.057 em 31 de dezembro de 2016)

Exposição ao risco de liquidez

A seguir, estão os vencimentos contratuais de passivos financeiros na data da demonstração financeira. Esses valores são brutos e não-descontados, e incluem pagamentos de juros contratuais e excluem o impacto dos acordos de compensação:

31/12/2017						
	Valor contábil	Total	2 meses ou menos	2-12 meses	1-2 anos	2-5 anos
Passivos financeiros não derivativos						
Empréstimos bancários com garantia	1.280.059	(1.280.059)	(23.747)	(455.924)	(418.096)	(382.292)
Empréstimos bancários sem garantia	500.982	(500.982)	-	(982)	-	(500.000)
Títulos de dívida emitidos sem garantida	1.208.726	(1.208.726)	-	(203.197)	(230.835)	(774.694)
	<u>2.989.767</u>	<u>(2.989.767)</u>	<u>(23.747)</u>	<u>(660.103)</u>	<u>(648.931)</u>	<u>(1.656.986)</u>

Os fluxos de entradas/(saídas), divulgados na tabela acima, representam os fluxos de caixa contratuais não descontados relacionados aos passivos financeiros derivativos mantidos para fins de gerenciamento de risco e que normalmente não são encerrados antes do vencimento contratual. A divulgação apresenta os montantes dos fluxos de caixa líquidos para derivativos que são liquidados em caixa com base em sua exposição líquida e fluxos de caixa bruto de entradas e saídas para os derivativos que têm liquidação simultânea bruta.

Adicionalmente, conforme divulgado nas notas explicativas 16 e 17, a Companhia possui operações financeiras com cláusulas contratuais restritivas (*covenants*). O não cumprimento futuro desta cláusula contratual restritiva pode exigir que a Companhia liquide a dívida antes da data prevista. Estas cláusulas contratuais restritivas são monitoradas regularmente pela diretoria financeira e reportada periodicamente para a Administração para garantir que o contrato esteja sendo cumprido. Não gerando qualquer expectativa futura de que as condições acordadas não sejam cumpridas pela Companhia.

(iii) Riscos de mercado

Risco de mercado é o risco de que alterações nos preços de mercado - tais como taxas de câmbio, taxas de juros e preços de ações - irão afetar os ganhos da Companhia ou o valor de seus instrumentos financeiros, compreendendo ainda os limitadores de endividamento definidos em contratos, cujo descumprimento pode implicar em vencimento antecipado, conforme descritos a diante desta nota explicativa. O objetivo do gerenciamento de risco de mercado é gerenciar e controlar as exposições a riscos de mercado, dentro de parâmetros aceitáveis, e ao mesmo tempo otimizar o retorno.

A Companhia utiliza derivativos para gerenciar riscos de mercado. Todas essas operações são conduzidas dentro das orientações estabelecidas pelo Comitê de Gerenciamento de Risco. Geralmente, a Companhia busca aplicar contabilidade de *Swap* para gerenciar a volatilidade no resultado.

(iv) Risco de taxa de cambio

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta das flutuações no câmbio. Parte do passivo financeiro da Companhia estão suscetíveis a variações cambiais, em função dos efeitos da volatilidade da taxa de câmbio sobre aqueles saldos atrelados a moedas estrangeiras, principalmente o dólar. Atualmente a exposição da Companhia ao câmbio é de 0,4% (11,3 % em 2016) de sua dívida conforme demonstrado a seguir:.

Indexador	R\$ MM	Custo Médio (a.a.)	Prazo Final Médio (mês/ano)	Prazo Médio (em anos)	Part. (%)
Libor	5	2,5%	abr/24	6,4	0,2%
Pré fixado	7	6,0%	abr/24	6,4	0,2%
CDI (Com SWAP)	-	0,0%	jan/00	0,0	0,0%
Moeda Estrangeira	12	4,6%	-	6,4	0,4%
IGP-M	120	3,5%	dez/23	6,1	4,0%
TJLP	431	9,7%	abr/22	4,3	14,4%
PRÉ-FIXADO	231	5,8%	mar/22	4,3	7,7%
FINEL	0	0,0%	dez/15	0,0	0,0%
SELIC	202	12,7%	mar/24	6,3	6,8%
CDI	1460	10,67%	out/18	3,0	48,8%
IPCA	533	8,6%	jun/20	3,7	17,8%
Moeda Nacional	2.977	9,64%	-	3,8	99,6%
Total	2.989	9,62%	-	3,8	100,0%

A Companhia monitora continuamente as taxas de câmbio e de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade da contratação de derivativos para se proteger contra o risco de volatilidade dessas taxas.

A Companhia possui uma dívida em moeda estrangeira, com baixa representatividade no endividamento global da Companhia e é derivada de seu contrato com a Secretaria do Tesouro Nacional - STN.

A sensibilidade desta dívida foi demonstrada em cinco cenários, em conformidade com a Instrução nº 475 da CVM, um cenário com taxas reais verificadas em 31 de dezembro de 2017 (Cenário Provável) mais dois cenários com apreciação de 25% (Cenário II) e 50% (Cenário III) da cotação da moeda estrangeira considerada.

Incluímos ainda mais dois cenários com o efeito inverso ao determinado na instrução para demonstrar os efeitos com a redução de 25% (Cenário IV) e 50% (Cenário V).

A moeda utilizada na análise de sensibilidade e os seus respectivos cenários estão demonstrados a seguir:

		Risco do fluxo de caixa ou valor justo associado à variação cambial					
		Impacto no resultado					
Operação	Risco	Saldo em R\$ (exposição)	Cenário Provável	Cenário II +25%	Cenário III +50%	Cenário IV -25%	Cenário V -50%
Passivos financeiros							
Empréstimos e financiamentos	USD	(12.641)	(12.892)	(10.970)	(9.049)	(14.813)	(16.735)
Impacto no resultado			(251)	1.671	3.592	(2.172)	(4.094)
Referência para passivos financeiros			Taxa em 31/12/2017	+25%	+50%	-25%	-50%
Dólar USD/R\$ (% 12 meses)			3,31	4,14	4,96	2,48	1,65

Fonte: Santander

(v) Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com *covenants* que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis. O descumprimento desses índices pode implicar em vencimento antecipado das dívidas. A Administração acompanha suas posições, bem como projeta seu endividamento futuro para atuar preventivamente aos limites de endividamento mencionados nas notas 16 (Empréstimos e financiamentos) e 17 (Debêntures).

(vi) Risco de taxa de juros

As variações das taxas de juros da economia afetam tanto os ativos quanto os passivos financeiros da Companhia. A seguir são demonstrados os impactos dessas variações na rentabilidade dos investimentos financeiros e no endividamento em moeda nacional da Companhia.

A sensibilidade dos ativos e passivos financeiros da Companhia foi demonstrada em cinco cenários. Apresentamos em conformidade com a Instrução nº 475 da CVM, um cenário com taxas reais verificadas em 31 de dezembro de 2017 (Cenário Provável) mais dois cenários com

apreciação de 25% (Cenário II) e 50% (Cenário III) dos indexadores.

Incluimos, ainda, mais dois cenários com o efeito inverso ao determinado na instrução para demonstrar os efeitos com a redução de 25% (Cenário IV) e 50% (Cenário V) desses indexadores.

			Risco do fluxo de caixa ou valor justo associado à taxa de juros (R\$ Mil)				
			Impacto no resultado				
Operação	Risco	Saldo em R\$ (exposição)	Cenário Provável	Cenário II +25%	Cenário III +50%	Cenário IV -25%	Cenário V -50%
Ativos Financeiros							
Aplicações financeiras	CDI	1.682.065	1.682.065	2.102.582	2.523.098	1.261.549	841.033
Impacto no resultado			124.763	155.954	187.144	93.572	62.381
Passivos Financeiros							
Empréstimos, financiamentos e debêntures	CDI	(1.460.185)	(1.568.093)	(1.593.213)	(1.618.334)	(1.542.972)	(1.517.852)
	SELIC	(201.811)	(216.947)	(220.467)	(223.987)	(213.427)	(209.907)
	TJLP	(430.806)	(460.963)	(468.008)	(475.054)	(453.917)	(446.871)
	IGP-M	(120.414)	(125.618)	(126.865)	(128.112)	(124.371)	(123.124)
	IPCA	(532.535)	(553.946)	(559.092)	(564.238)	(548.800)	(543.654)
Total passivos financeiros			(2.925.566)	(2.967.646)	(3.009.725)	(2.883.487)	(2.841.407)
Impacto no resultado			(179.815)	(221.894)	(263.974)	(137.736)	(95.658)
Efeito líquido no resultado			(55.052)	(65.940)	(76.830)	(44.164)	(33.277)
			Taxa em				
Referência para ativos e passivos financeiros			31/12/2017	+25%	+50%	-25%	-50%
CDI (% 12 meses)			7,39	9,24	11,09	5,54	3,70
SELIC (% 12 meses)			7,50	9,38	11,25	5,63	3,75
TJLP (% 12 meses)			7,00	8,75	10,50	5,25	3,50
IGP-M (% 12 meses)			4,32	5,40	6,48	3,24	2,16
IPCA (% 12 meses)			4,02	5,03	6,03	3,02	2,01

Fonte: Santander

(vii) Risco de escassez de energia

O Sistema Elétrico Brasileiro é abastecido predominantemente pela geração hidrelétrica. Um período prolongado de escassez de chuva, durante a estação úmida, reduzirá o volume de água nos reservatórios dessas usinas, trazendo como consequência o aumento no custo na aquisição de energia no mercado de curto prazo e na elevação dos valores de Encargos de Sistema em decorrência do despacho das usinas termelétricas. Numa situação extrema poderá ser adotado um programa de racionamento, que implicaria em redução de receita. Com a finalidade de incentivar o uso racional da energia, o governo através do Decreto nº 8.401/2015, criou a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias (conta bandeiras) no sentido de sinalizar a situação hidrológica do país, contendo assim o consumo de energia de forma não racional..

(viii) Risco da revisão e do reajuste das tarifas de fornecimento

Os Processos de Revisão e Reajuste Tarifários são garantidos por contrato e empregam metodologias previamente definidas. Alterações na metodologia vigente devem ser amplamente discutidas e contarão com contribuições da Companhia, concessionárias e demais agentes do Setor. Em caso de evento imprevisível que venha a afetar o equilíbrio econômico-financeiro da concessão, poderá a Companhia justificar e requerer ao regulador a abertura de uma Revisão

Tarifária Extraordinária, ficando a realização desta ao critério do regulador. A própria ANEEL também poderá proceder com Revisões Extraordinárias caso haja criação, alteração ou exclusão de encargos e/ou tributos, para seu repasse às tarifas.

34.6 Gestão do capital

A política da Administração da Companhia é manter uma base sólida de capital para manter a confiança do investidor, dos credores e do mercado e o desenvolvimento futuro do negócio. A Administração monitora o retorno de capital e também o nível de dividendos para os acionistas.

A Administração procura manter um equilíbrio entre os mais altos retornos possíveis com níveis adequados de alavancagem e as vantagens e a segurança proporcionada por uma posição de capital saudável, estabelecendo e acompanhando as diretrizes dos níveis de endividamento e liquidez, assim como as condições de custo e prazo dos financiamentos contratados.

O gerenciamento do capital está baseado no acompanhamento de três indicadores financeiros, estabelecendo os limites máximos que não comprometem as operações da Companhia:

- Dívida líquida / EBITDA
- Dívida líquida / (dívida líquida + patrimônio líquido)
- Dívida de curto prazo / dívida total

No exercício findo em 31 de dezembro de 2017, a Companhia atingiu níveis esperados dos indicadores mencionados acima.

35 Compromissos

Os compromissos relacionados a contratos de longo prazo com a compra de energia são os seguintes:

	Vigência	2018	2019	2020	Após 2020*
Energia contratada (em R\$)	2018 a 2032	1.548.292	1.667.446	1.741.596	35.134.077
Energia contratada (em MhW)		7.555.798	7.981.079	8.342.682	127.154.581

(*) estimado 12 anos após 2020.

Os valores relativos aos contratos de compra de energia, cuja vigência varia de 6 a 30 anos, representam o volume total contratado pelo preço atualizado de acordo com a cláusula do CCEAR, e foram homologados pela ANEEL.

36 Seguros

A Companhia mantém apólices de seguros, por montantes considerados suficientes, para cobrir prejuízos causados por eventuais sinistros em seu patrimônio, bem como por reparações em que seja civilmente responsável por danos involuntários, materiais e/ou corporais causados a terceiros decorrentes de suas operações, considerando a natureza de sua atividade. Os seguros da Companhia são contratados conforme os preceitos de gerenciamento de riscos e seguros geralmente empregados por empresas de distribuição de energia elétrica.

As premissas de risco adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo de uma revisão das informações financeiras, consequentemente, não foram analisadas pelos nossos auditores independentes.

A especificação por modalidade de risco e data de vigência dos principais seguros, de acordo com as apólices de seguros contratadas pela Companhia estão demonstrados a seguir:

Riscos	Vencimento das apólices	Importância segurada
Riscos operacionais	31/12/2018	309.833
Responsabilidade civil geral - operações	31/12/2018	7.000
Riscos diversos	29/12/2018	1.095
Seguro garantia judicial	(a)	64.785
Seguro garantia leilão de energia	(b)	518
Automóvel	31/12/2018	(c)

- (a) Apólices vigentes até agosto 2020;
- (b) Apólices vigentes até dezembro de 2018; e
- (c) 115 veículos próprios segurados.

A Companhia adota a política de contratar cobertura de seguros para os bens sujeitos aos riscos por montantes considerados suficientes para cobrir eventuais sinistros, considerando a natureza de sua atividade. Os seguros da Companhia são contratados conforme os preceitos de gerenciamento de riscos e seguros geralmente empregados por empresas de distribuição de energia elétrica. As premissas de riscos adotadas, dada a sua natureza, não fazem parte do escopo da revisão das demonstrações financeiras e, consequentemente, não foram examinadas pelos nossos auditores independentes.

* * *

Conselho de Administração

Marcos Antônio Lopes Freixo Filho

Eduardo Haiama

Firmino Ferreira Sampaio Neto

Oscar Alfredo Salomão Filho

José Silva Sobral Neto

Lídce Almeida Silva

Augusto Miranda da Paz Júnior

Conselho Fiscal

Paulo Roberto Franceschi

Saulo Tarso A. Lara

Vanderlei Dominguez da Rosa

Francisco de Assis Duarte de Lima

Helena Lopes Basil

Diretoria Executiva

Augusto Dantas Borges
Diretor Presidente

Carla Ferreira Medrado
Diretor

Eduardo Haiama
Diretor de Relações com Investidores

Humberto Soares Filho
Diretor

José Jorge Leite Soares
Diretor

Leonardo da Silva Lucas Tavares de Lima
Diretor

Sérgio Sousa Maia Malbouisson de Melo
Diretor

Tinn Freire Amado
Diretor

Geovane Ximenes de Lira
Gerente de Contabilidade e Tributos
Contador
CRC PE 012996-O-3 S-MA