
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2017 E 2016

1. CONTEXTO OPERACIONAL E INFORMAÇÕES GERAIS

1.1. OBJETIVO SOCIAL

A Companhia Energética de Brasília ("Companhia", "CEB" ou "Controladora") é uma sociedade de economia mista de capital aberto, autorizada pela Lei nº 4.545, de 10 de dezembro de 1964, sob o CNPJ nº 00.070.698/0001-11. Com sede localizada no SIA – Área de Serviços Públicos – Lote C, Brasília, Distrito Federal, possui registro na Comissão de Valores Mobiliários – CVM como Companhia Aberta na categoria A (emissores autorizados a negociar quaisquer valores mobiliários) e tem suas ações transacionadas na Bolsa de Valores de São Paulo (BM&FBOVESPA). Em 4 de julho de 1994, a Companhia iniciou a negociação de suas ações, ordinárias e preferenciais, sob os códigos CEBR3, CEBR5 e CEBR6.

A Companhia tem como objetivo principal a participação em outras sociedades que atuam na exploração direta ou indireta de serviços de energia elétrica, compreendendo os segmentos de geração, transmissão, distribuição e comercialização. De forma secundária, a CEB presta serviços de manutenção e de expansão do sistema de iluminação pública do Distrito Federal.

A emissão dessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas do Grupo foi autorizada pelo Conselho de Administração em 27 de março de 2018.

1.2. SEGMENTO DE GERAÇÃO

(i) Acordo GSF – Repactuação do Risco Hidrológico – Impacto Sobre as Investidas

A partir do exercício de 2014, o setor elétrico brasileiro enfrentou uma crise de caráter estrutural e regulatório que, agravada pela considerável redução dos níveis de armazenamento dos reservatórios, levou a um déficit de geração de energia, ocasionando exposições financeiras negativas aos geradores. Com isso foi imputado ao segmento uma conta bilionária oriunda da queda do Ajuste do Mecanismo de realocação de Energia – MRE, aliado aos elevados valores dos preços da energia no Mercado de Curto Prazo – MCP (Preço de Liquidação das Diferenças – PLD).

Tal exposição causou uma enorme incerteza de naturezas jurídica e regulatória. Por sua vez, o Regulador, na busca de uma solução, no final de 2015, propôs a "Repactuação do Risco Hidrológico" dos geradores com os consumidores.

Os termos do acordo de repactuação para os geradores hidrelétricos têm como objeto a transferência do risco hidrológico para os consumidores, considerando o pagamento de um prêmio de risco, compensações financeiras, extensão de concessões e desistência de ações judiciais.

A medida foi objeto de adesão essencialmente por parte dos geradores com contratos negociados nos leilões do ambiente regulado. As empresas CEB Lajeado S.A. e CEB Participações S.A. decidiram pela repactuação do risco e, desde 2016, tem repassado parte do impacto financeiro negativo, verificado no Mercado de Curto Prazo, para os consumidores. A CEB Geração S.A. vem atuando no mercado livre de energia, onde os termos propostos para a repactuação não se revelaram benéficos aos geradores. A Empresa, não tendo repactuado o risco hidrológico com o consumidor, em 2017, arcou com exposições negativas no Mercado de Curto Prazo, principalmente no segundo semestre, tendo mitigado o impacto financeiro negativo com a realização de leilões para compra de energia a preços compensatórios.

As empresas coligadas Energética Corumbá III S.A.; Corumbá Concessões S.A.; e BSB Energética S.A. também aderiram à repactuação do risco hidrológico.

O Mercado de Curto Prazo permanece, em parte, judicializado e, como consequência, com elevado índice de inadimplência. O Regulador conseguiu cassar liminares de proteção ao GSF no ambiente livre e vem discutindo propostas para liquidação dos débitos neste mercado. As empresas geradoras controladas pela CEB possuem ação protetiva para efeitos financeiros negativos do rateio da inadimplência do MCP e vem gerindo seu portfólio de contratos de forma a minimizar os efeitos negativos da instabilidade deste mercado nas receitas dos negócios.

(ii) Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN

O Ministério de Minas e Energia publicou a Portaria nº 178, de 3 de maio de 2017, aprovando a metodologia adotada no relatório "Revisão Ordinária de Garantia Física de Energia das Usinas Hidrelétricas – UHEs Despachadas Centralizadamente no Sistema Interligado Nacional – SIN". O documento determinou revisões dos montantes de Garantia Física de Energia das usinas, cujos efeitos ocorrerão a partir de janeiro de 2018, repercutindo da seguinte forma nos empreendimentos relacionados com a CEB: a) UHE Luís Eduardo Magalhães (CEB Lajeado S.A.) – Redução correspondente a 4,08%, diminuindo-a de 104,260 MWmédios para 100,010 MWmédios; UHE Queimado (CEB Participações S.A.) – Aumento de 17,10%, incrementando-a de 58,0 MWmédios para 67,9 MWmédios; UHE Corumbá IV (Corumbá Concessões S.A.) – Redução de 4,94%, diminuindo-a de 76,6 MWmédios para 73,2 MWmédios; e UHE Corumbá III (Energética Corumbá III S.A.) – Diminuição de 3,14%, reduzindo-a de 50,90 MWmédios para 49,30 MWmédios.

1.3. ALIENAÇÃO DE ATIVOS DE GERAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA E DE DISTRIBUIÇÃO DE GÁS

Em 21 de dezembro de 2015, foi sancionada a Lei nº 5.577/2015, que autoriza a CEB a alienar suas participações acionárias em empresas de geração de energia elétrica e de distribuição de gás, vinculando a aplicação dessas receitas em investimentos, pagamentos de tributos e amortizações de empréstimos da controlada CEB Distribuição S.A..

Na Reunião Ordinária de 21 de dezembro de 2017, o Conselho de Administração da CEB aprovou o Plano de Negócios para o período de 2018 a 2022, conforme previsto na Lei nº 13.303/2016.

Em resumo, o Plano estabeleceu os seguintes objetivos centrais para dar sequência ao saneamento econômico-financeiro da CEB Distribuição S.A.:

- Adequação dos custos e despesas operacionais; e
- Redução do endividamento com consequente diminuição do serviço da dívida.

Assim sendo, as principais estratégias para a viabilização do Plano de Negócios estão centradas, principalmente, nos seguintes eventos:

- Alienação de participações societárias;
- Monetização de ativos imóveis; e
- Capitalização do principal negócio da Companhia, a CEB Distribuição S.A..

Até o encerramento destas demonstrações financeiras a decisão da alienação das participações acionárias da Companhia por parte da Assembleia de Acionistas não havia ocorrido.

2. BASE DE PREPARAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS E RESUMO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

2.1. DECLARAÇÃO DE CONFORMIDADE

As demonstrações financeiras individuais e consolidadas foram preparadas com base no custo histórico, com exceção dos assuntos tratados no CPC 21 (IAS 34), que requer o uso de certas estimativas contábeis por parte da Administração. Os seguintes ativos e passivos financeiros são mensurados a valor justo:

- Os instrumentos financeiros não derivativos; e
- Os ativos financeiros disponíveis para venda.

Todas as informações relevantes próprias das demonstrações contábeis, e somente elas, estão sendo evidenciadas e correspondem às utilizadas para fins da gestão administrativa.

2.1.1. Demonstrações financeiras consolidadas

As demonstrações financeiras consolidadas foram preparadas e estão sendo apresentadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil, incluindo os pronunciamentos emitidos pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs) e conforme as normas internacionais de relatório financeiro (International Financial Reporting Standards (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB).

2.1.2. Demonstrações financeiras individuais

As demonstrações financeiras individuais da controladora foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC e estão em linha com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS). Essas demonstrações financeiras individuais são divulgadas em conjunto com as demonstrações financeiras consolidadas.

Nas demonstrações financeiras individuais, as controladas, controladas em conjunto e coligadas são contabilizadas pelo método de equivalência patrimonial. Os mesmos ajustes são feitos tanto nas demonstrações financeiras individuais quanto nas demonstrações financeiras consolidadas, para chegar ao resultado e ao patrimônio líquido atribuível aos acionistas da controladora.

2.1.3. Estimativas e julgamentos contábeis críticos

A preparação de demonstrações financeiras requer o uso de certas estimativas contábeis críticas e também o exercício de julgamento por parte da Administração da Companhia no processo de aplicação das políticas contábeis do Grupo e os valores reportados de ativos, passivos, receitas e despesas. Por definição, as estimativas contábeis resultantes raramente serão iguais aos respectivos resultados reais. Desta forma, a Administração da Companhia revisa as estimativas e premissas adotadas de maneira contínua, baseada na experiência histórica e em outros fatores considerados relevantes. Os ajustes oriundos destas revisões são reconhecidos no período em que as estimativas são revisadas e aplicadas de maneira prospectiva.

As estimativas e premissas que apresentam um risco significativo, com probabilidade de causar um ajuste relevante nos valores contábeis de ativos e passivos para o próximo exercício social, estão contempladas a seguir:

2.1.3.1. Estimativa de perdas com créditos de liquidação duvidosa

A estimativa de perdas com créditos de liquidação duvidosa foi constituída com base na estimativa das prováveis perdas que possam ocorrer na cobrança dos créditos, sendo os saldos demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a classificação do título que as originaram. O critério utilizado pelo Grupo para constituir a provisão para créditos de liquidação duvidosa é considerado pela Administração como adequado para estimar as perdas com créditos decorrentes de fornecimento de energia e pode ser assim demonstrado:

Consumidores

- Classe residencial: consumidores com contas vencidas há mais de 90 dias;
- Classe comercial: consumidores com contas vencidas há mais de 180 dias; e
- Classe industrial e rural e outros, com contas vencidas há mais de 360 dias.

O cálculo considerou todas as unidades consumidoras ligadas e desligadas, utilizando-se dos critérios estabelecidos. Informações adicionais estão divulgadas na Nota Explicativa nº 6.3.

2.1.3.2. Perda por redução ao valor recuperável de ativos não financeiros (*impairment*)

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o registro contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, que corresponde ao maior montante entre o “valor justo menos custos de venda” e o “valor em uso”. O cálculo é baseado em informações disponíveis de “transações de venda de ativos similares” ou “preços de mercado menos custos adicionais” para descartar o ativo, e utiliza o modelo de fluxo de caixa descontado. Os fluxos de caixa derivam do orçamento até o final da concessão e não incluem atividades de reorganização com as quais o Grupo ainda não tenha se comprometido ou investimentos futuros significativos que melhorarão a base de ativos da unidade geradora de caixa objeto do teste. O valor recuperável é sensível à taxa de desconto utilizada no método de fluxo de caixa descontado, bem como os recebimentos de caixa futuros esperados e à taxa de crescimento utilizada para fins de extrapolação (Nota Explicativa nº 2.15).

2.1.3.3. Provisões

2.1.3.3.1. Provisões para riscos tributários, trabalhistas, cíveis e regulatórios

Uma provisão é reconhecida no balanço patrimonial quando a Companhia ou suas controladas e coligadas possui uma obrigação presente (legal ou construtiva) como resultado de um evento passado, e é provável que um recurso econômico seja requerido para liquidar a obrigação. As provisões são registradas tendo como base as melhores estimativas do risco envolvido.

O Grupo é parte em diversos processos judiciais e administrativos. Provisões para riscos tributários, trabalhistas, cíveis e regulatórios são constituídas para todos os processos com os quais seja provável uma saída de recursos para liquidar a obrigação e uma estimativa razoável possa ser efetuada. A avaliação da probabilidade de perda, por parte dos consultores legais da Companhia e de suas controladas e coligadas, inclui a avaliação das evidências disponíveis; a hierarquia das leis; as jurisprudências; as decisões mais recentes nos tribunais; e a sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos e internos.

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

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras, devido às imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Administração do Grupo revisa suas estimativas e premissas em bases mensais. Informações adicionais estão divulgadas na Nota Explicativa nº 26.

2.1.3.4. Benefícios a empregados

2.1.3.4.1. Benefícios de curto prazo

Obrigações de benefícios de curto prazo a empregados são mensuradas em uma base não descontada e são incorridas como despesas conforme o serviço relacionado seja prestado.

O passivo é reconhecido pelo valor esperado a ser pago aos planos de bonificação, em espécie ou em participação nos lucros de curto prazo, se a Companhia ou suas controladas e coligadas têm uma obrigação, em função de serviço prestado pelo empregado, que possa ser estimada de maneira confiável.

2.1.3.4.2. Benefícios pós-emprego

A Companhia e suas controladas, em especial a CEB-D ("Patrocinadoras"), patrocinam planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objetivo de suplementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social. As patrocinadoras concedem, também, determinados benefícios de assistência à saúde pós-emprego para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários – Plano Assistencial (Nota Explicativa nº 25).

O plano de aposentadoria na modalidade benefício definido tem o custo da concessão dos benefícios determinados pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, com base em avaliação atuarial externa realizada anualmente no final de cada exercício. A avaliação atuarial é elaborada com base em premissas e projeções de taxas de juros, inflação, aumentos dos benefícios, expectativa de vida etc. Essas premissas e projeções são revisadas em bases trimestrais ao final de cada período.

O custeio dos benefícios concedidos pelos planos de benefícios definidos é estabelecido separadamente para cada plano, utilizando o método do crédito unitário projetado. Os ganhos e perdas auferidos na avaliação atuarial dos benefícios gerados por alterações nas premissas, compromissos atuariais sobre o passivo atuarial são contabilizados no patrimônio líquido em conta denominada "ajustes de avaliação patrimonial" (resultado abrangente), conforme requerido pelo CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados. Esses ganhos ou perdas são reconhecidos ao longo do tempo de serviço médio de trabalho remanescente esperado dos funcionários que participam do plano.

O ativo ou o passivo de planos de benefício definido a ser reconhecido nas demonstrações financeiras corresponde ao valor presente da obrigação pelo benefício definido (utilizando uma taxa de desconto com base em títulos públicos de longo prazo), menos custos de serviços passados ainda não reconhecidos; e valor justo dos ativos do plano que será usado para liquidar as obrigações.

Os ativos do plano de benefício complementar são mantidos por uma entidade fechada de previdência complementar (Fundação de Previdência dos Empregados da CEB – FACEB). Os ativos do plano não estão disponíveis aos credores das Patrocinadoras e não podem ser pagos diretamente às Patrocinadoras. O valor justo se baseia em informações sobre preço de mercado. O valor de qualquer ativo de benefício definido reconhecido é limitado à soma de qualquer custo de serviço passado ainda não reconhecido e ao valor presente de qualquer benefício econômico disponível na forma de reduções nas contribuições patronais futuras do plano.

2.1.3.5. Valor justo de instrumentos financeiros

Quando o valor justo de ativos e passivos financeiros apresentados no balanço patrimonial não puder ser obtido de mercados ativos, é determinado utilizando técnicas de avaliação, incluindo o método de fluxo de caixa descontado. Os dados para esses métodos se baseiam naqueles praticados no mercado, quando possível. Contudo, quando isso não for viável, um determinado nível de julgamento é requerido para estabelecer o valor justo. O julgamento inclui considerações sobre os dados utilizados como, por exemplo, risco de liquidez, risco de crédito e volatilidade. Mudanças nas premissas sobre esses fatores podem afetar o valor justo apresentado dos instrumentos financeiros (Nota Explicativa nº 4.3).

2.1.3.6. Depreciação de ativos tangíveis

A depreciação é calculada pelo método linear, a taxas anuais variáveis de 2% a 20%, levando em consideração a vida útil estimada dos bens, conforme orientação e definição do Órgão Regulador. Os terrenos não são depreciados.

Itens do ativo imobilizado são depreciados a partir da data em que são instalados e estão disponíveis para uso, ou em caso de ativos construídos internamente, do dia em que a construção é finalizada e o ativo está disponível para utilização.

As taxas de depreciação para os ativos de usinas hidrelétricas estão de acordo com a Resolução Normativa nº 474/2012-ANEEL. As novas taxas anuais de depreciação para os ativos em serviço foram estabelecidas, a partir de 1º de Janeiro de 2012, alterando as tabelas I e XVI do Manual de Controle Patrimonial do Setor Elétrico – MCPSE, aprovado pela Resolução Normativa nº 367/2009.

Na Investco S.A., as taxas de depreciação refletem a vida útil dos ativos e são as utilizadas para a depreciação dos seus ativos imobilizados. O valor residual é o saldo remanescente do ativo ao final da concessão, conforme estabelecido em contrato firmado entre a Geradora e a União. Ao final da concessão os ativos serão revertidos para a União que, por sua vez, indenizará a Geradora pelos ativos ainda não totalmente depreciados. A Administração entende que existe o direito à indenização do valor residual dos bens vinculados e reversíveis, suportada por seus assessores legais e considerando os fatos e circunstâncias disponíveis no momento. Eventuais alterações serão acompanhadas, bem como analisados os seus impactos, se existentes.

Os métodos de depreciação, as vidas úteis e os valores residuais serão revistos a cada encerramento de exercício financeiro e eventuais ajustes são reconhecidos como mudança de estimativas contábeis (Nota Explicativa nº 15).

2.1.3.7. Amortização de ativos intangíveis

A amortização é reconhecida no resultado baseando-se no método linear de acordo com as vidas úteis estimadas de ativos intangíveis, a partir da data em que estes estão disponíveis para uso.

Métodos de amortização, vidas úteis e valores residuais são revistos a cada encerramento de exercício financeiro e ajustados caso seja adequado (Nota Explicativa nº 16).

2.2. CONSOLIDAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS E CONTABILIZAÇÃO DE INVESTIMENTOS SOCIETÁRIOS

2.2.1. Participações societárias

As participações societárias da CEB em sociedades controladas, controladas em conjunto e coligadas estão representadas conforme quadro a seguir:

Investidas	Atividade	31/12/2017	31/12/2016
Participações diretas			
Em Controladas			
CEB Distribuição S.A.	Distribuição	100,00%	100,00%
CEB Geração S.A.	Geração	100,00%	100,00%
CEB Participação S.A.	Comercialização	100,00%	100,00%
CEB Lajeado S.A.	Comercialização	59,93%	59,93%
Companhia Brasiliense de Gás	Gás	17,00%	17,00%
Em Controlada em Conjunto			
Energética Corumbá III S.A.	Geração	37,50%	37,50%
Em Coligada			
Corumbá Concessões S.A.	Geração	47,57%	47,57%
Participações indiretas			
Em Coligada			
Investco S.A.	Geração	11,99%	11,99%
Outras Participações			
BSB Energética S.A.	Geração	9,00%	9,00%

2.2.1.1. Controladas

2.2.1.1.1. CEB Distribuição S.A.

A CEB Distribuição S.A. é uma sociedade anônima de capital fechado, reorganizada em conformidade com a Lei Distrital nº 2.710, de 24 de maio de 2001, com início das suas atividades em 12 de janeiro de 2006, como resultado do processo de desverticalização das atividades de distribuição e geração da Companhia Energética de Brasília – CEB.

A CEB D é uma concessionária do serviço público de energia elétrica e tem por objeto principal a distribuição e comercialização de energia elétrica, assim como serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito e atividades associadas no Distrito Federal.

(i) Informações Sobre Aspectos Relacionados ao Pressuposto da Continuidade Operacional da CEB D

Em 9 de Dezembro de 2015 foi celebrado, com o Ministério de Minas e Energia (MME), o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 66/1999-ANEEL, prorrogando a concessão dos serviços de Distribuição de Energia Elétrica por mais 30 anos, vigente até 7 de julho de 2045.

A prorrogação da concessão reflete a avaliação positiva do Poder Concedente com relação às ações da Administração dirigidas à CEB Distribuição S.A., que privilegiam a busca da eficiência operacional e financeira, com retorno compatível aos investimentos realizados e em curso, bem como a eficiência técnica no atendimento aos consumidores do Distrito Federal.

Em sintonia com esse contexto, o Conselho de Administração da CEB aprovou o Plano de Negócios Para o Período de 2018 a 2022, na 564ª Reunião Ordinária, realizada em 21 de dezembro de 2017.

Os objetivos principais do Plano podem ser resumidos nos enfrentamentos de dois problemas estruturais da CEB Distribuição S.A., principal empresa do Grupo CEB: os ainda elevados custos e despesas operacionais, quando confrontados com aqueles cobertos pelos processos tarifários; e o alto endividamento.

Assim sendo, as principais estratégias do Plano estão centradas nos seguintes pilares:

- Aliações de participações em negócios de geração de energia e de distribuição de gás, já autorizadas pela Câmara Legislativa, por meio da Lei nº 5.577/2015 (Nota Explicativa nº 1.3);
- Vendas de imóveis inservíveis para as concessões; e
- Continuidade das ações de redução das despesas com Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros e Outros – PMSO.

No médio prazo, o Plano de Negócios oferece aos acionistas os seguintes resultados na CEB Distribuição S.A.:

- Atendimento da curva de redução dos custos operacionais (PMSO) planejada, que resultará em um patamar inferior ao PMSO regulatório nos próximos exercícios;
- Redução do endividamento para patamar adequado à dimensão do negócio;
- Estrutura Patrimonial no horizonte de planejamento compatível com o nível praticado pelo mercado;
- Programa de Investimentos racionalizado, levando em conta a continuidade dos bons resultados alcançados na qualidade do fornecimento de energia; a formação da base de remuneração, considerando a data da próxima revisão tarifária, que ocorrerá em 2021; e o ponderado uso do caixa, evitando-se pressões desnecessárias; e
- Metas Regulatórias da qualidade do fornecimento e sustentabilidade econômico-financeiras rigorosamente cumpridas.

(ii) Bandeiras Tarifárias

O sistema de Bandeiras Tarifárias foi criado para substituir a tarifa do período seco e úmido, buscando fornecer um sinal de preços mais adequado ao consumidor e mais próximo do contexto atual de custos de geração de energia.

Desde 2015, as Bandeiras Tarifárias são acionadas tendo como base o Custo Unitário Variável – CVU relativo à última usina despachada pelo Operador Nacional do Sistema Elétrico por ordem de mérito. Isso ocorre para arrecadar recursos necessários para cobrir custos extras com a produção de energia mais cara, gerada por termelétricas.

A partir de 20 de fevereiro de 2017 entrou em vigor a Resolução Normativa nº 760/2017, com as seguintes determinações: manutenção dos patamares de acionamento das Bandeiras Verde; Amarela; e Vermelha (patamares 1 e 2). Os valores correspondentes foram os seguintes: Bandeira Amarela, R\$ 20,00/MWh; e Bandeira Vermelha Patamar 1, R\$ 30,00/MWh e Patamar 2, R\$ 35,00/MWh.

Em 24 de outubro de 2017, a Agência Nacional de Energia Elétrica instaurou a Audiência Pública – AP 61/2017 com o objetivo de coletar subsídios para redefinição da metodologia das Bandeiras Tarifárias.

Assim, até que seja deliberada a metodologia final, foi estabelecida, em caráter extraordinário, a aplicação dos novos valores apresentados na AP 61/2017, a partir de novembro de 2017. Tais valores continuarão sendo aplicados em 2018.

Dessa forma, os valores dos patamares em vigor são os seguintes:

- a) Bandeira Amarela: R\$ 10,00/MWh;
- b) Bandeira Vermelha Patamar 1: R\$ 30,00/MWh; e
- c) Bandeira Vermelha Patamar 2: R\$ 50,00/MWh.

De janeiro a dezembro de 2017, a Companhia recebeu R\$ 108,7 milhões por meio do faturamento das contas de energia para fazer frente aos custos extras de energia e repassou para a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT o valor de R\$ 26,3 milhões em valores líquidos. A diferença foi alocada na Conta de Compensação de Valores da Parcela A – CVA.

(iii) Ressarcimento Conta – ACR

A Conta no Ambiente de Contratação Regulada (Conta – ACR) foi criada por meio do Decreto nº 8.221 de 2014 e regulamentada pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 612 de 2014. Ela tem por finalidade cobrir os custos adicionais das distribuidoras de energia elétrica pela exposição involuntária no Mercado de Curto Prazo e pelo despacho termelétrico dos contratos por disponibilidade incorridos no período de fevereiro a dezembro de 2014.

O Decreto definiu que caberia a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE contratar as operações de créditos destinadas à cobertura dos custos extraordinários e gerir a Conta-ACR, assegurando o repasse dos custos incorridos nas operações à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, a partir de 2015. O repasse não está vinculado aos recursos recebidos pela distribuidora em relação às competências de fevereiro a dezembro de 2014,

mas às dimensões de seu mercado. Dessa forma, os custos são distribuídos equitativamente a todos os consumidores cativos do país.

A amortização das operações de créditos da Conta-ACR tem como fonte de recursos o pagamento de quotas mensais da CDE, pagas por todas as distribuidoras, mediante encargo tarifário a ser incluído nas tarifas de energia elétrica a partir dos processos tarifários de 2015.

No caso da CEB-D, a ANEEL homologou, por meio da Resolução Homologatória nº 1.863/2015, um incremento na tarifa mensal da Companhia de R\$ 12,3 milhões para ser repassado no período de agosto de 2015 a fevereiro de 2020, via repasse CDE-Conta-ACR, para amortização dos empréstimos.

A Resolução Homologatória nº 2.004 de 2015 e nº 2.231 de 15 de abril de 2017, revisaram os valores e prazos de recolhimento das cotas mensais da Conta-ACR que passaram a ser, respectivamente, R\$ 13,31 milhões de janeiro a março de 2017 e R\$ 10,0 milhões de abril a dezembro de 2017. O total repassado em 2017 foi de R\$ 129,15 milhões ante R\$ 149,84 milhões em 2016.

A CCEE é a responsável pela gestão dessa conta e pela contratação das operações de crédito, além de assegurar o repasse dos custos incorridos nas operações à CDE. Também cabe à CCEE prestar as garantias necessárias aos credores das operações de crédito, incluindo cessão fiduciária dos direitos creditórios e do saldo da Conta – ACR.

(iv) Repasse de Recursos da CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi criada originalmente pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, visando o desenvolvimento energético dos estados, cuja finalidade é prover recursos para o custeio de políticas públicas do setor elétrico.

Assim, a CDE promove a universalização do serviço de energia elétrica; garante recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa dos consumidores Residencial Baixa Renda; destina recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis (CCC); aloca recursos para permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; e promove a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados.

Com a publicação da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 (convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013), e da Medida Provisória nº 605, vigente no período de 23 de janeiro a 3 de junho de 2013, a CDE teve seu rol de destinações ampliado, quais sejam: (i) prover recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (na vigência da MP 605/2013); e (ii) prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição (na vigência da MP nº 605/2013).

Em caráter excepcional, visando atenuar os efeitos da conjuntura hidrológica desfavorável, diante das medidas empreendidas pelo Governo Federal em prol da modicidade tarifária, foi publicado o Decreto nº 7.945, de 7 de março de 2013, que introduziu novas alterações nos instrumentos de repasse de recursos da CDE.

Assim, a CDE passou a prover ainda: recursos para o risco hidrológico; exposição involuntária; ESS por segurança energética; e o valor integral ou parcial do saldo positivo acumulado pela Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, de que trata a Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, relativa ao ESS e à energia comprada para revenda (CVA Energia e CVA ESS). Esse repasse teve apuração anual, nos processos de reajuste e revisão tarifárias das concessionárias de distribuição realizados no período de março de 2013 a fevereiro de 2014.

Conforme dispõe o inciso VII do artigo 13º da Lei nº 10.438 de 2002, combinado com o Decreto nº 7.891 de 2013, a CDE tem dentre suas finalidades custear os descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos consumidores que possuem benefício tarifário. Na Revisão Tarifária Periódica de 2016, conforme o próprio Decreto nº 7.891 de 2013, coube à Eletrobrás repassar o montante mensal do ciclo tarifário de outubro de 2016 a setembro de 2017, relativo à CDE, correspondente a R\$ 3.299.852,84. Já no Reajuste Tarifário Anual de 2017, a Resolução Homologatória nº 2.316/2017, estabeleceu o montante mensal a ser repassado para o período de outubro de 2017 a setembro de 2018, no montante de R\$ 2.841.335,72. Ressalte-se que com a publicação das Leis nº 13.299/2016 e nº 13.360/2016, que introduziu alterações na CDE, CCC e RGR, cabe à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE o repasse à CEB D.

(v) Reajuste Tarifário Anual – RTA 2017

No Reajuste Tarifário Anual, que determinou a nova Receita Requerida da Concessionária, foram levados em consideração os custos atualizados referentes à Parcela A e Parcela B; os referentes às Outras Despesas; Componentes Financeiros e Fator X; e a variação de mercado do período de referência.

Em 17 de outubro de 2017, a ANEEL definiu por meio da Resolução Homologatória nº 2.316/2017, o resultado do Reajuste Tarifário Anual da CEB D, cujo efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 7,35%, sendo 8,46% para os consumidores em alta tensão e 6,84% para os consumidores de baixa tensão.

No processo tarifário em comento, a Reguladora reconheceu como Componentes Financeiros um ativo líquido de R\$ 181,3 milhões, que incluiu o pedido de diferimento relativo ao Superavit de Baixa Renda, dividido em quatro parcelas de R\$ 24,4 milhões. A primeira parcela foi incorporada no RTA de 2017 e as demais serão contempladas nos processos tarifários subsequentes.

Informações adicionais e o detalhamento dos cálculos correspondentes encontram-se na Nota Técnica nº 308/2017-SGT/ANEEL, de 11 de outubro de 2017, disponível no *site* da ANEEL.

(vi) Sobrecontratação de Energia

Nos últimos anos, fatores alheios à capacidade de gestão da Companhia, tais como: a crise econômica que diminuiu a demanda por eletricidade, a elevação das tarifas que, consequentemente, reduziu o consumo e intensificou a migração de clientes do Ambiente Regulado para o Ambiente Livre e o déficit hídrico, afetaram o nível prudencial de contratação da distribuidora para atender o crescimento da carga projetada do mercado da concessionária.

O conjunto desses fatores produziu um excedente de energia contratada pela Distribuidora superior ao limite regulatório de 5% para o qual há cobertura tarifária. Adicionalmente, o crescente aumento da Geração Distribuída nas unidades consumidoras na área de concessão da CEB D também contribuiu para o incremento da sobra de energia. Essa sobra de energia de contratada, em 2017, chegou a alcançar o percentual de 26,6% acima do mercado verificado que, após o desconto do limite regulatório (5% do mercado verificado), resultou no excedente de 1.431 GWh, representando 21,6% da energia contratada pela Distribuidora.

Registre-se que no Reajuste Tarifário Anual – RTA, ocorrido em outubro de 2017, o Órgão Regulador considerou, provisoriamente, a totalidade do montante sobrecontratado no cálculo das tarifas como sobrecontratação involuntária, uma vez que ainda não foi calculado o montante definitivo que poderá ser repassado para a tarifa de energia do consumidor final.

Considerando todo o exercício de 2017, em decorrência das ações gerenciais implantadas, incluindo as declarações no âmbito do Mecanismo de Compensação de Sobras e Déficits – MCS D, a CEB D atingiu o nível de sobrecontratação de energia esperado e retornou ao patamar regulatório, passando de 26,60% para 1,15% no final de 2017.

Referente à sobrecontratação do exercício de 2016, a parcela correspondente ao excedente de 5% está mantida provisionada no montante de R\$ 65.235, como Passivo Financeiro – Sobrecontratação (Nota Explicativa nº 8), em função das incertezas sobre o acolhimento pela ANEEL da alegação de involuntariedade da CEB D quanto ao excedente verificado. Esse passivo está sendo atualizado e mantido contabilmente, tendo em vista que não houve deliberação por parte da Agência sobre a mencionada involuntariedade desse valor.

2.2.1.1.2. CEB Geração S.A.

A CEB Geração S.A. é uma sociedade por ações de capital fechado, autorizada pela Lei Distrital nº 2.648, de 26 de dezembro de 2000, constituída como subsidiária integral, concessionária do serviço público de geração de energia elétrica, detentora de 2 (duas) concessões:

(i) UTE BRASÍLIA

O contrato de concessão da Usina Termelétrica Brasília encerrou-se no dia 7 de julho de 2015. Foi recomendada a caducidade da usina por meio do Ofício nº 661/2015-SCG/ANEEL em decorrência de vários fatores, tais como: projeto da década de 50 com custo de energia muito elevado; ausência de peças de reposição; e questões ambientais. Desde 2009 a usina não é despachada pelo ONS, sendo até retirada do quadro de unidades disponíveis à Operação do Sistema Nacional.

Dessa forma, foram iniciados os procedimentos visando à alienação de seus ativos. O Contrato de Concessão venceu em 7 de julho de 2015 e o Governo Federal publicou o decreto que possibilita a extinção de termelétricas com livre disponibilização dos bens.

(ii) UHE PARANOÁ

A Usina Hidrelétrica do Paranoá – UHE Paranoá foi outorgada pelo Decreto nº 65.664, de 29 de outubro de 1969. A concessão foi prorrogada pela Portaria MME nº 255 de 1999, com encerramento previsto para 29 de outubro de 2019. Posteriormente, o período da concessão foi novamente prorrogado até 20 de abril de 2020, em função da Repactuação do Risco Hidrológico.

Finalmente, em dezembro de 2016, foi firmado o novo Contrato de Concessão nº 001/2016-ANEEL, conferindo à CEB Geração S.A. atuar como Produtora Independente de Energia. O empreendimento do Paranoá foi enquadrado como Pequena Central Hidrelétrica – PCH, mantendo o mesmo prazo da concessão e permitindo os benefícios previstos na legislação pertinente para essa classe de geração.

Com o seu enquadramento como Pequena Central Hidrelétrica – PCH foi possível a atuação no Mercado Livre, com novos contratos de venda de energia, desta vez incentivados, com períodos de vigência de janeiro de 2017 a setembro de 2019. O montante de energia comercializada alcançou 11,0 MW médios, e a venda da energia resultou em uma receita bruta de, aproximadamente, R\$ 17.380 mil.

2.2.1.1.3. CEB Participações S.A.

A CEB Participações S.A. é uma sociedade por ações de capital fechado, autorizada pela Lei Distrital nº 1.788, de 27 de novembro de 1997, constituída como subsidiária integral da CEB, que atua na compra e venda de participações acionárias ou cotas de outras empresas energéticas, de telecomunicações e de transmissão de dados, majoritariamente ou minoritariamente.

A sociedade atua na comercialização da energia elétrica, na proporção de sua cota-parte de 17,5% no Consórcio CEMIG/CEB, produzida pela Usina Hidrelétrica de Queimado, na condição de produtora independente de energia elétrica.

Complementarmente, a Companhia detém a participação acionária correspondente a 2,35% do capital da Corumbá Concessões S.A..

2.2.1.1.4. CEB Lajeado S.A.

A CEB Lajeado S.A. é uma sociedade por ações de capital fechado, autorizada pela Lei Distrital nº 2.515, de 31 de dezembro de 1999, controlada pela Companhia Energética de Brasília – CEB, com 59,93% do total das ações, representada por ações ordinárias. As Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – Eletrobrás detém 40,07% do total das ações, representada por ações preferenciais.

A CEB Lajeado S.A. em conjunto com a EDP Lajeado Energia S.A. e a Paulista Lajeado Energia S.A. são titulares de ações representativas de 100% do capital votante da Investco S.A.. Sobre este capital, a CEB Lajeado S.A. detém 20% de participação.

As referidas sociedades, juntamente com a Investco, são parte do consórcio denominado “Consórcio Lajeado”, cujo objeto é a exploração compartilhada da concessão de uso de bem público para a exploração da UHE Luís Eduardo Magalhães e Sistema de Transmissão Associado, nos termos do Contrato de Concessão nº 05/1997 e respectivos aditivos. O prazo de duração do contrato de concessão é de 35 anos contados a partir de 16 de dezembro de 1997.

2.2.1.1.5. Companhia Brasiliense de Gás

A Companhia Brasiliense de Gás é uma sociedade de economia mista, constituída em 20 de março de 2001, com autorização da Lei Distrital nº 2.518, de 10 de janeiro de 2000. Tem por objeto social a exploração do serviço de distribuição e comercialização de gás combustível canalizado, de produção própria ou de terceiros, podendo inclusive importar, para fins comerciais, industriais, residenciais, automotivos, de geração termelétrica ou quaisquer outras finalidades e usos possibilitados pelos avanços tecnológicos, em todo território do Distrito Federal. A Companhia poderá ainda:

-
- Efetuar a implantação e a operação das redes de distribuição de gás canalizado, podendo ainda adquirir e importar diretamente gás natural e executar os serviços de transporte;
 - Exercer atividades correlatas à sua finalidade principal, especialmente execução de estudos, pesquisas e projetos relacionados com o setor de gás, inclusive, sob a forma de prestação de serviços de consultoria técnica a terceiros; e
 - Constituir ou participar de outras sociedades, inclusive subsidiárias integrais, visando o êxito na realização de suas atividades.

A concessão da exploração tem prazo de vigência até 9 de janeiro de 2030, podendo ser prorrogado por mais 30 anos.

Para que sua operação seja similar à de outras empresas Distribuidoras de Gás Canalizado no Brasil, faz-se necessária a viabilização de um suprimento adequado às necessidades do Distrito Federal, por meio de um gasoduto de transporte de gás natural.

A Companhia Energética de Brasília – CEB é controladora da Companhia Brasiliense de Gás com 51% das ações ordinárias e 17% do total das ações.

2.2.2. Coligadas

2.2.2.1. Energética Corumbá III S.A.

A Energética Corumbá III S.A. é uma sociedade por ações de capital fechado, constituída em 25 de julho de 2001, concessionária do serviço público de energia elétrica, na condição de produtora independente. A CEB detém uma participação de 37,5% do capital social, sendo 25% das ações ordinárias e 50% das ações preferenciais.

(i) Acordo Global

Em 2016, foi concluída a formalização do Acordo Global envolvendo diversas empresas, incluindo aquelas acionistas da Energética Corumbá III S.A., e participantes do Consórcio Empreendedor Corumbá III e Consórcio Construtor Corumbá III.

Em 2017, em decorrência do mencionado Acordo, foram eliminadas diversas demandas tratadas em ambiente arbitral e jurídico, remanescentes de reivindicações (claims) oriundas da época da construção da usina. Tais eliminações significaram desistências e quitações de eventuais obrigações recíprocas, pendentes de julgamentos, que agregaram valor ao negócio, uma vez que deixaram de existir expectativas futuras de provisões no passivo da Energética Corumbá III S.A..

2.2.2.2. Corumbá Concessões S.A.

A Corumbá Concessões S.A. é uma sociedade por ações de capital fechado, constituída em 6 de dezembro de 2000, concessionária do serviço público de energia elétrica, atuando na geração de energia elétrica, na condição de produtora independente. A participação do Grupo no capital social da Empresa é de 47,56%, sendo 45,21% de propriedade da CEB e 2,35% da CEB Participações S.A..

(i) Ação de Cobrança Proposta Pela Empresa Saneamento de Goiás S.A. – Saneago

A companhia Saneamento de Goiás S.A. – Saneago ajuizou ação de cobrança contra a Corumbá Concessões S.A., embasada no argumento de que ocorreu a inundação de uma obra de captação de água bruta, de sua propriedade, no rio Corumbá, em decorrência da formação do lago para produção de energia hidrelétrica, de responsabilidade da Corumbá Concessões S.A., restando à autora da ação judicial, o prejuízo de R\$ 24.021, orçado em outubro de 2006.

A Corumbá Concessões S.A., por sua vez, alegou que tinha conhecimento da interferência das obras que seriam feitas sobre a construção da estação de captação de água já iniciada pela Saneago, e que desde a assinatura do Termo de Compromisso, cumpriu com as obrigações referentes à primeira fase da obra, tendo sido impedida de dar prosseguimento à segunda etapa da construção, por fatos alheios à sua vontade, por parte da resistência apresentada pelos proprietários dos imóveis situados nas proximidades da área e a fiscalização do Ibama/DF.

Posteriormente, houve a emissão da sentença que julgou parcialmente procedente o pedido da Corumbá Concessões S.A., pela não aplicação da multa por atraso na execução da obra, eis que as resistências criadas constituíram situações não gerenciáveis pela companhia, que a impediram de cumprir as obrigações. Tal situação exclui, portanto, sua responsabilidade pela mora, não sendo cabível a condenação ao pagamento da multa contratual. Entretanto, o juiz entendeu ser necessário, em procedimento de liquidação de sentença, se apurar a quantia devida, o que requer o auxílio de um perito para estimar o valor da obra inundada.

Após recursos de ambas as partes no curso da ação de cobrança, em 12 de maio de 2015, foi proposta pela Saneago ação de liquidação provisória de sentença, que apurará o valor real dos prejuízos materiais sofridos pela companhia. A perícia de liquidação não foi iniciada e o valor original da causa foi atualizado para R\$ 45.947. A Administração da coligada considerou como provável a perda da ação, sendo mantida nas demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2017.

(ii) Requerimento de Instauração de Procedimento Arbitral

No período de julho de 2005 a abril de 2008, a Serveng Civilsan S.A. ("Serveng") aportou na Corumbá Concessões S.A. o montante de R\$ 38.195, enquanto a CEB destinou R\$ 3.232, para suprir desequilíbrio de caixa daquela geradora.

Entretanto tais aportes, inicialmente, foram contabilizados no Patrimônio Líquido e, posteriormente, migraram para conta de passivo. Restou a indefinição se os montantes estariam caracterizados como Adiantamentos Para Futuros Aumentos de Capital ou como mútuos.

Diante do cenário de discordância, em agosto de 2017, a Controladora Serveng Civilsan S.A. requereu ao Centro de Arbitragem e Medição da Câmara de Comércio Brasil-Canadá, o reconhecimento de dívida (mútuo), com correção dos valores. O resultado do processo de arbitragem em curso envolvendo a Serveng Civilsan S.A. e a Corumbá Concessões S.A. poderá impactar os resultados econômico-financeiros do negócio, sem valores mensuráveis até a emissão destas demonstrações financeiras, bem como afetar as participações acionárias da CEB e da CEB Participações S.A. no empreendimento.

Desta forma, em função das indefinições quanto aos valores e prazos envolvidos, bem como a não resolução desse assunto em fórum administrativo, a Administração não constituiu provisão em face de eventuais perdas relacionadas a esse evento, considerando a grande indefinição dessa demanda.

(iii) Aumento da Garantia Física

Em 19 de dezembro de 2017, por intermédio da Portaria nº 387 do Ministério das Minas e Energia, foi concedido o aumento de 2,0 MW médios de Garantia Física à UHE Corumbá IV, decorrente dos Processos Administrativos nº 48.500.001395/1998-10 no âmbito da ANEEL e nº 48000.000065/2014-95 na esfera do Ministério de Minas e Energia.

2.2.2.3. Investco S.A. (Participação Indireta)

A Investco S.A. é uma empresa de capital aberto que tem como objeto social a elaboração de estudos, planejamentos, projetos, constituição e exploração dos sistemas de produção, transmissão, transformação, distribuição e comércio de energia elétrica, especialmente a exploração dos ativos da Usina Hidrelétrica Luís Eduardo Magalhães e Sistema de Transmissão Associado. A CEB detém através de sua controlada CEB Lajeado S.A. uma participação direta no capital social total da Investco S.A. de 16,98%. Deste total, 20,0% são representados por ações ordinárias; 20,0% de ações preferenciais classe R; 6,02% de ações preferenciais classe A; e 20% de ações preferenciais classe B.

A Investco S.A., juntamente com as sociedades empreendedoras, é parte do consórcio denominado "Consórcio Lajeado" cujo objeto é a exploração compartilhada da concessão de uso de bem público para a exploração da UHE Luís Eduardo Magalhães, nos termos do Contrato de Concessão nº 05/1997 e respectivos aditivos da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O prazo de duração do contrato de concessão é de 35 anos, contados a partir da data de sua publicação no Diário Oficial ocorrida em 15 de janeiro de 1998, com vigência até 15 de janeiro de 2033, podendo ser prorrogado nas condições que forem estabelecidas, mediante requerimento das concessionárias.

2.2.3. Ligada

2.2.3.1. BSB Energética S.A.

A BSB Energética S.A. é uma sociedade por ações, constituída em 24 de março de 2000, para explorar Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, com potência global máxima instalada de 200 MW e, estatutariamente, está autorizada a participar de outros empreendimentos ou sociedades, seja como acionista ou quotista. A CEB detém uma participação acionária de 9,0% do capital social da BSB Energética S.A..

2.2.4. Concessões

A CEB, suas controladas e controlada em conjunto, são detentoras das seguintes concessões:

Investidas	Localização	Data do Ato	Data de Vencimento
Distribuição			
CEB Distribuição S.A.	Brasília – DF	09/12/2015	07/07/2045(a)
Geração			
CEB Participações S.A.	Brasília – DF	26/01/2000	18/12/2032
CEB Geração S.A.	Brasília – DF	14/09/2005	29/04/2020
Energética Corumbá III S.A.	Brasília – DF	07/11/2001	07/11/2036
CEB Lajeado S.A.	Brasília – DF	31/12/1999	15/12/2032
Outros			
Companhia Brasiliense de Gás	Brasília – DF	23/03/2001	09/01/2030

(a) A CEB Distribuição S.A. era detentora do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 66/1999, celebrado com a União Federal, por intermédio da ANEEL, em 26 de agosto de 1999, cujo vencimento ocorreu em 7 de julho de 2015. Em 09 de dezembro de 2015, foi celebrado o aditamento do contrato nº 66/1999, que tem como objeto a prorrogação do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica da CEB Distribuição S.A., até 7 de julho de 2045. O aditamento ocorreu com base no Despacho do Ministro de Estado de Minas e Energia, com fulcro na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012; e no Decreto nº 8.461, de 2 de janeiro de 2015.

2.2.5. Participação de acionistas não-controladores

É registrado como transações entre acionistas. Consequentemente, nenhum ágio ou deságio é reconhecido como resultado de tais transações.

2.2.6. Transações eliminadas na consolidação

Saldos e transações intragrupo e quaisquer receitas ou despesas derivadas de transações intragrupo, são eliminados na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Ganhos não realizados oriundos de transações com companhias investidas, registradas por equivalência patrimonial, são eliminados contra o investimento na proporção da participação da controladora na companhia investida. Prejuízos não realizados são eliminados da mesma maneira como são eliminados os ganhos não realizados, mas somente até o ponto em que não haja evidência de perda por redução ao valor recuperável.

2.3. CONVERSÃO DE MOEDA ESTRANGEIRA

2.3.1. Moeda funcional e moeda de apresentação

Os itens incluídos nas demonstrações financeiras de cada uma das empresas do Grupo são mensurados usando a moeda do principal ambiente econômico no qual a empresa atua ("a moeda funcional"). As demonstrações financeiras individuais e consolidadas estão apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia e, também, a moeda de apresentação do Grupo.

2.3.2. Transações em moeda estrangeira

A Companhia definiu que sua moeda funcional para todo o Grupo é o Real de acordo com as definições do Pronunciamento Técnico CPC nº 2 (R2) – Efeitos nas Mudanças nas Taxas de Câmbio e Conversão de Demonstrações Financeiras (IAS 21).

As transações em moeda estrangeira, isto é, todas aquelas que não realizadas na moeda funcional, são convertidas pela taxa de câmbio das datas de cada transação. Ativos e passivos monetários em moeda estrangeira são convertidos para a moeda funcional pela taxa de câmbio da data do fechamento. Os ganhos e as perdas de variações nas taxas de câmbio sobre os ativos e os passivos monetários são reconhecidos na demonstração de resultados.

2.4. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Incluem saldos de caixa, de depósitos bancários em contas-correntes e de aplicações financeiras resgatáveis sem custo no prazo máximo de 90 dias das datas dos balanços e com risco insignificante de mudança de seu valor de mercado. São registrados inicialmente pelo valor justo das transações que lhes deram origem e são atualizados, quando aplicável, com base nos encargos contratuais (Nota Explicativa nº 5).

2.5. ATIVOS FINANCEIROS

Classificação

O Grupo classifica os ativos financeiros não derivativos nas seguintes categorias: ativos mensurados ao valor justo por meio do resultado; empréstimos e recebíveis; ativos financeiros mantidos até o vencimento; e ativos financeiros disponíveis para venda. A classificação depende da finalidade para a qual os ativos financeiros foram adquiridos.

2.5.1.1. Ativos financeiros registrados pelo valor justo por meio do resultado

Um ativo financeiro é classificado pelo valor justo por meio do resultado caso seja classificado como mantido para negociação, ou seja, designado como tal no momento do reconhecimento inicial. Os ativos financeiros são designados pelo valor justo por meio do resultado se o Grupo gerencia tais investimentos e toma decisões de compra e venda baseadas em seus valores justos de acordo com a gestão de riscos documentadas e a estratégia de investimentos do Grupo. Ativos financeiros registrados pelo valor justo por meio do resultado são medidos pelo valor justo, e mudanças no valor justo desses ativos são reconhecidas no resultado do exercício. Nesta categoria foram consideradas as Aplicações Financeiras registradas em caixa e o equivalentes de caixa (Nota Explicativa nº 5) e as Aplicações Financeiras com prazo superior a noventa dias (Nota Explicativa nº 12).

2.5.1.2. Ativos financeiros mantidos até o vencimento

O Grupo tem a intenção e a capacidade de manter títulos de dívida até o vencimento, então tais ativos financeiros são classificados como mantidos até o vencimento. Os investimentos mantidos até o vencimento são reconhecidos inicialmente pelo valor justo e acrescido de quaisquer custos de transação diretamente atribuíveis. Após o seu reconhecimento inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são mensurados pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

2.5.1.3. Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros com pagamentos fixos ou calculáveis que não são cotados no mercado ativo. Tais ativos são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, os empréstimos e recebíveis são medidos pelo custo amortizado através do método dos juros efetivos, decrescidos de qualquer perda por redução ao valor recuperável.

Os empréstimos e recebíveis abrangem: caixa e bancos (Nota Explicativa nº 5); contas a receber (Nota Explicativa nº 6); valores a receber de Parcela A e outros itens financeiros (Nota Explicativa nº 8).

2.5.1.4. Ativos financeiros disponíveis para venda

Ativos financeiros disponíveis para venda são ativos financeiros não derivativos que são designados como disponíveis para venda ou não são classificados em nenhuma das categorias anteriores. Ativos financeiros disponíveis para venda são registrados inicialmente pelo seu valor justo, acrescido de qualquer custo de transação diretamente atribuível. Após o reconhecimento inicial, eles são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável e diferenças de moedas estrangeiras sobre instrumentos de dívida disponíveis para venda são reconhecidas em outros resultados abrangentes e apresentadas dentro do patrimônio líquido. Quando um investimento é baixado, o resultado acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado.

O Grupo classificou o ativo financeiro indenizável da concessão dentro da categoria de ativos financeiros disponíveis para venda (Nota Explicativa nº 11).

2.5.2. Reconhecimento e mensuração

O Grupo reconhece os empréstimos e recebíveis e depósitos inicialmente na data em que foram originados. Todos os outros ativos financeiros (incluindo os ativos designados pelo valor justo por meio do resultado) são reconhecidos inicialmente na data da negociação na qual a Companhia ou suas controladas e coligadas se torna uma parte das disposições contratuais do instrumento.

O Grupo desreconhece um ativo financeiro quando os direitos contratuais aos fluxos de caixa correspondentes expiram, ou quando a Companhia ou suas controladas e coligadas repassam os direitos daqueles fluxos de caixa por meio de uma transação, na qual, todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. Eventuais participações que sejam criadas ou retidas pela Companhia nos ativos financeiros são reconhecidas como um ativo ou passivo individual.

Os ativos ou passivos financeiros são compensados e o valor líquido apresentado no balanço patrimonial quando a Companhia ou suas controladas e coligadas têm o direito legal de compensar os valores e tenham a intenção de liquidar ou realizar o ativo e o passivo, simultaneamente.

2.5.3. Perda por redução ao valor recuperável de ativos financeiros (*impairment*)

2.5.3.1. Ativos mensurados ao custo amortizado

O Grupo avalia na data de cada balanço, se há evidência objetiva de que um ativo ou grupo de ativos financeiros está deteriorado. Há evidência objetiva de *impairment* se, após o reconhecimento inicial dos ativos, for constatada perda apurada por meio de fluxos de caixa futuros, estimada de maneira confiável.

Os critérios que o Grupo usa para determinar se há evidência objetiva de uma perda por *impairment* incluem:

- Dificuldade financeira relevante do emissor ou devedor;
- Uma quebra de contrato, como inadimplência ou mora no pagamento dos juros ou principal;
- O Grupo, por razões econômicas ou jurídicas relativas à dificuldade financeira do tomador de empréstimo, estende ao tomador uma concessão que um credor normalmente não consideraria;
- Torna-se provável que o tomador declare falência ou outra reorganização financeira;
- O desaparecimento de um mercado ativo para aquele ativo financeiro devido às dificuldades financeiras; ou
- Dados observáveis indicando que há uma redução mensurável nos futuros fluxos de caixa estimados a partir de uma carteira de ativos financeiros desde o reconhecimento inicial daqueles ativos, embora a diminuição não possa ainda ser identificada com os ativos financeiros individuais na carteira, incluindo:
 - ✓ Mudanças adversas na situação do pagamento dos tomadores de empréstimo na carteira; e
 - ✓ Condições econômicas nacionais ou locais que se correlacionam com as inadimplências sobre os ativos na carteira.

O montante de perda por *impairment* quando incorrido é registrado no resultado e, se num período subsequente, o valor dessa perda diminuir, em função de um evento que ocorreu após a deterioração anteriormente reconhecida, tal perda deverá ser revertida na demonstração do resultado.

2.6. INSTRUMENTOS FINANCEIROS DERIVATIVOS

O Grupo não opera com instrumentos financeiros derivativos.

2.7. CONTAS A RECEBER

O Grupo classifica os valores a receber dos consumidores, dos revendedores, das concessionárias e das permissionárias na rubrica contas a receber. Os recebíveis são reconhecidos inicialmente pelo seu valor justo e estão apresentados pelo valor presente e são deduzidos pelo ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação por meio da constituição de estimativa de perda com crédito de liquidação duvidosa.

Os saldos de contas a receber de consumidores, revendedores, concessionários e permissionários incluem valores faturados e não faturados referentes aos serviços de distribuição de energia elétrica e de prestação de serviços de manutenção e obras de iluminação pública; incluem ainda o uso do sistema de distribuição por clientes livres, bem como o saldo de energia vendida no mercado de curto prazo comercializada na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE (Nota Explicativa nº 6).

2.8. ESTOQUES

Representam os materiais e os equipamentos em estoque (almoxarifado de manutenção e administrativo), classificados no ativo circulante e aqueles destinados a investimentos (material de depósito), classificados no ativo não circulante – imobilizado, que estão registrados pelo custo médio de aquisição. Quando exceder os custos de reposição ou valores de realização, são deduzidos pelo ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação.

2.9. RECONHECIMENTO DOS VALORES A RECEBER/PAGAR DE PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL aditou os contratos de concessão e permissão das companhias de distribuição de energia elétrica, visando eliminar eventuais incertezas quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados à tarifa de distribuição de energia elétrica – Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros. No termo aditivo emitido pela ANEEL, o Órgão Regulador garante que os valores de CVA e outros componentes financeiros serão incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão.

Como consequência, foi emitido pelo CPC a Orientação Técnica OCPC08, que teve por objetivo tratar dos requisitos básicos de reconhecimento, mensuração e evidenciação destes ativos ou passivos financeiros, que passam a ter a característica de direito (ou obrigação) incondicional de receber (ou entregar) caixa ou outro instrumento financeiro a uma contraparte claramente identificada.

De acordo com a OCPC 08, o aditamento do contrato de concessão representou um elemento novo, que eliminou as eventuais incertezas quando à realização do ativo ou exigibilidade do passivo dos itens da Parcela A e outros componentes financeiros, que até então, não eram reconhecidos.

Por se tratar de evento novo, o Grupo efetuou o reconhecimento dos saldos de CVA e outros componentes financeiros de forma prospectiva, a partir da assinatura dos respectivos aditivos contratuais. O registro dos valores a receber foi efetuado em contas de ativo em contrapartida ao resultado deste exercício na rubrica de receita de vendas de bens e serviços (Nota Explicativa nº 8).

O Grupo reconhece os valores a receber/pagar da Parcela A e outros itens financeiros, pelo regime de competência. Esta forma de apresentação, além de atender aos preceitos da Lei nº 6.404/1976, art. 177, resulta em uma informação mais confiável e relevante para a compreensão dos efeitos destas transações nas demonstrações financeiras.

2.10. ATIVO NÃO CIRCULANTE MANTIDO PARA VENDA

A Companhia classifica um ativo não circulante como mantido para a venda, se o seu valor contábil for recuperável por meio de transação de alienação. Neste caso, deve estar disponível para venda imediata em suas condições atuais, sujeito apenas aos procedimentos habituais para operações desta natureza. Além disso, sua venda deve ser altamente provável.

A Administração deve estar comprometida com o plano de venda do ativo, e iniciar um programa firme para localizar um comprador e concluir o plano. O ativo mantido para alienação deve ser efetivamente colocado à venda por preço que seja razoável em relação ao seu valor justo corrente. Espera-se, ainda, que a operação de desmobilização do ativo seja concluída em até um ano a partir da data da classificação.

O grupo de ativos mantidos para a venda é mensurado pelo menor valor entre seu “valor contábil” e o “valor justo menos as despesas de venda”. Caso o valor contábil seja superior ao seu valor justo, uma perda por *impairment* é reconhecida em contrapartida do resultado. Qualquer reversão ou ganho somente será registrado até o limite da perda reconhecida.

A depreciação dos ativos mantidos para negociação cessa quando um grupo de ativos é designado como mantido para a venda.

O Grupo tem classificado como ativos mantidos para venda apenas terrenos e prédios (Nota Explicativa nº 13).

2.11. CONTRATO DE CONCESSÃO (ATIVO INTANGÍVEL DE CONCESSÃO E ATIVO FINANCEIRO INDENIZÁVEL) – ATIVIDADE DE DISTRIBUIÇÃO

A Interpretação ICPC 1/IFRIC 12 prevê que uma vez considerado que o concessionário não controla os ativos subjacentes, a infraestrutura de concessões (incluindo energia elétrica) não pode ser reconhecida como ativo imobilizado passando a ser reconhecida de acordo com um dos modelos contábeis previstos na interpretação. Dependendo do tipo de compromisso de remuneração do concessionário assumido junto ao Poder Concedente, conforme contrato estabelecido entre as partes (modelos do ativo financeiro, do ativo intangível e do bifurcado).

Na atividade de concessão de distribuição de energia elétrica, é aplicado o modelo denominado bifurcado em razão de as empresas do segmento possuir o direito às seguintes fontes de remuneração, derivadas da concessão:

- Do Poder Concedente, no tocante ao valor contábil da infraestrutura ao final do contrato de concessão (ativo financeiro da concessão); e
- Dos usuários, pela parte que lhes cabe dos serviços de construção e pela prestação do serviço de fornecimento de energia elétrica (ativo intangível).

Na avaliação da Administração da Companhia, em conjunto com consultoria técnica externa, não é aplicável a adoção do ICPC 1/IFRIC 12 nas concessões relativas à geração de energia do Grupo.

Os ativos classificados como financeiros representam a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sobre a qual a CEB D possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público.

Os ativos financeiros relacionados ao contrato de concessão são classificados como disponíveis para venda e em 31 de dezembro de 2015, foram valorizados com base na BRR – Base de Remuneração Regulatória, conceito de valor de reposição, que é utilizada para a determinação tarifária. A valorização pela BRR, apesar de não haver legislação que confirmasse que a indenização seria neste conceito, guarda coerência com o critério utilizado pela ANEEL para determinar a tarifa de energia das distribuidoras.

Com a edição da Medida Provisória nº 579, convertida na Lei nº 12.783/2013, foram definidos os critérios utilizados pelo Poder Concedente para apurar o valor de indenização a ser pago ao término do contrato de concessão. A indenização será determinada com base no valor novo de reposição depreciado, utilizando a Base de Remuneração Regulatória – BRR. Desta forma, o valor da indenização a ser recebido (fluxo de caixa) através deste ativo financeiro foi estabelecido com base nessas informações. Conforme estabelecido pelo pronunciamento técnico CPC 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, as variações na estimativa de fluxo de caixa são registradas diretamente no resultado do exercício. Portanto, com o advento da Medida Provisória nº 579, confirmou-se que as variações no valor da indenização decorrentes da atualização monetária ou dos valores de reposição constituem-se em elemento do fluxo de caixa esperado e, conseqüentemente, devem ser registrados no resultado.

De acordo, ainda, com o Pronunciamento Técnico CPC 38, as alterações resultantes de mudanças nas condições de mercado (variações em taxas de juros) são registradas no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes. Por não existir um mercado ativo para negociação deste ativo financeiro, a CEB D mensura seu valor justo utilizando os mesmos componentes da taxa de remuneração regulatória estabelecida pela ANEEL (WACC regulatório). Caso a CEB D verifique uma mudança no WACC regulatório durante os períodos de revisão tarifária, essa nova taxa de juros é utilizada pela Empresa para trazer a valor presente os fluxos de caixa estimados. A Administração entende que esta metodologia é a que melhor reflete o valor justo na visão dos participantes do mercado, uma vez que a taxa de retorno estabelecida pela ANEEL leva em consideração, além das taxas livres de riscos, os demais riscos inerentes ao setor. Portanto, os ajustes decorrentes da diferença entre o WACC de mercado e o WACC regulatório serão reconhecidos no patrimônio líquido. Em 31 de dezembro de 2016, não há saldo registrado em outros resultados abrangentes, uma vez que a CEB D concluiu que naquela data não havia diferença entre essas taxas.

Os ativos classificados como intangível representam o direito da CEB D de cobrar os consumidores pelo uso da infraestrutura do serviço público. Os ativos intangíveis foram mensurados pelo valor contábil na data de transição para os Pronunciamentos, Interpretações e Orientações emitidas pelo CPC e IFRS (1º de janeiro de 2009). Esses ativos foram mensurados com base nas práticas contábeis anteriores à transição e eram mensurados com base nos mesmos critérios do ativo imobilizado descritos abaixo. As adições subsequentes são reconhecidas inicialmente pelo valor justo na data de sua aquisição ou construção. Após o seu reconhecimento inicial, os ativos intangíveis são amortizados com base no prazo de benefício econômico esperado até o final do prazo da concessão.

A CEB D mantém outros ativos intangíveis que têm vidas úteis finitas limitadas ao prazo da concessão e que são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas para redução ao valor recuperável, quando aplicável (Nota Explicativa nº 11).

2.12. PROPRIEDADE PARA INVESTIMENTO

Propriedade para investimento é aquela mantida visando auferir receita de aluguel e/ou alcançar valorização de capital, não disponível para venda no curso normal dos negócios e não utilizada na produção ou no fornecimento de produtos e serviços para propósitos administrativos. Além disso, a propriedade para investimento é mensurada pelo custo.

O custo inclui despesa que é diretamente atribuível à aquisição de uma propriedade para investimento. O custo da propriedade para investimento construída pelo proprietário inclui os custos de material e mão de obra direta, qualquer custo diretamente atribuído para colocar essa propriedade para investimento em condição de uso conforme o seu propósito e os juros capitalizados dos empréstimos.

Os ganhos e perdas na alienação de uma propriedade para investimento (calculado pela diferença entre o valor líquido recebido e o valor contábil) são reconhecidos no resultado do exercício. Quando uma propriedade para investimento previamente reconhecida como ativo imobilizado é vendida, qualquer montante reconhecido em ajuste de avaliação patrimonial é transferido para lucros acumulados.

Quando a utilização da propriedade muda de tal forma que ela é reclassificada como imobilizado, seu valor contábil apurado na data da reclassificação se torna seu custo para a contabilização subsequente (Nota Explicativa nº 14.4).

2.13. INTANGÍVEL

2.13.1. Ativos intangíveis vinculados à concessão – Atividade de distribuição

A parcela dos ativos da concessão que será integralmente utilizada durante a concessão é registrada como um ativo intangível e amortizada integralmente durante o período de vigência do contrato de concessão.

A amortização reflete o padrão de consumo dos direitos adquiridos, sendo calculada sobre o saldo dos ativos vinculados à concessão pelo método linear, tendo como base a aplicação das taxas determinadas pela ANEEL para a atividade de distribuição de energia elétrica.

O Grupo mensura a parcela do valor dos ativos que não estará integralmente amortizada até o final da concessão, registrando esse valor como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do Poder Concedente.

Os novos ativos são registrados inicialmente no ativo intangível, mensurados pelo custo de aquisição, incluindo os custos de empréstimos capitalizados.

Quando da sua entrada em operação são bifurcados entre ativos financeiro e intangível, conforme critério mencionado no item 2.10 – Contrato de concessão (ativo intangível de concessão e ativo financeiro indenizável). A parcela dos ativos que é registrada no ativo financeiro é avaliada com base no custo novo de reposição, tendo como referência os valores homologados pela ANEEL da Base de Remuneração de Ativos nos processos de revisão tarifária (Nota Explicativa nº 16).

O valor contábil dos bens substituídos é baixado em contrapartida ao resultado do exercício.

2.13.2. Direito de exploração da concessão

Refere-se ao direito da concessão pelo uso de bem público para exploração de aproveitamento hidroelétrico. É constituído pelo valor de aquisição do direito relacionado com o uso do bem público até o final do prazo de concessão e amortizado pelo prazo de concessão (Nota Explicativa nº 16).

2.13.3. Outros ativos intangíveis

Ativos intangíveis com vida útil definida, adquiridos separadamente, são registrados ao custo, deduzido da amortização e das perdas por redução ao valor recuperável, acumuladas. A amortização é reconhecida linearmente com base na vida útil estimada dos ativos. A vida útil estimada e o método de amortização são revisados no fim de cada exercício e o efeito de quaisquer mudanças nas estimativas é contabilizado prospectivamente (Nota Explicativa nº 16).

2.14. ATIVO IMOBILIZADO

Os itens do imobilizado são mensurados pelo custo de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (*impairment*), acumuladas, quando aplicável.

O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pelo Grupo inclui:

- O custo de materiais e mão de obra direta;
- Quaisquer outros custos para colocar o ativo no local e condições necessários para que esses sejam capazes de operar de forma adequada; e
- Custos de empréstimos e financiamento sobre ativos qualificáveis.

Ganhos e perdas na alienação de um item do imobilizado (apurados pela diferença entre os recursos advindos da alienação e o valor contábil do imobilizado), são reconhecidos em outras receitas/despesas operacionais no resultado.

Gastos subsequentes são capitalizados na medida em que seja provável que benefícios futuros associados com os gastos serão auferidos pelo Grupo. Gastos de manutenção e reparos recorrentes são registrados no resultado.

A depreciação e amortização são calculadas sobre o saldo das imobilizações em serviço e investimentos em consórcios, pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas pela ANEEL para os ativos relacionados às atividades de energia elétrica, e refletem a vida útil estimada dos bens.

As principais taxas de depreciação dos bens do ativo imobilizado estão demonstradas na Nota Explicativa nº 15.

2.15. PERDA POR REDUÇÃO AO VALOR RECUPERÁVEL DE ATIVOS NÃO FINANCEIROS (*IMPAIRMENT*)

A Administração avalia, no mínimo anualmente, o valor contábil líquido dos ativos não financeiros com o objetivo de avaliar eventos ou mudanças nas circunstâncias econômicas, operacionais ou tecnológicas, que possam indicar deterioração ou perda de seu valor recuperável. Não foram identificadas tais circunstâncias que levasse o Grupo a avaliar a necessidade de constituição de provisão para perda sobre o valor dos ativos não financeiros.

O valor recuperável do ativo ou de determinada unidade geradora de caixa é definido como sendo o maior entre o valor de uso e o valor líquido de venda. As unidades geradoras de caixa são as atividades de gerenciamento dos negócios da rede de distribuição e geração.

2.16. PASSIVOS FINANCEIROS

O Grupo reconhece títulos de dívida e passivos subordinados inicialmente na data em que são originados. Todos os outros passivos financeiros (incluindo passivos designados pelo valor justo registrado no resultado) são reconhecidos inicialmente na data de negociação na qual a Companhia ou suas controladas e coligadas se torna uma parte das disposições contratuais do instrumento. O Grupo baixa um passivo financeiro quando tem suas obrigações contratuais retiradas, canceladas ou vencidas.

O Grupo classifica os passivos financeiros não derivativos na categoria de outros passivos financeiros. Tais passivos financeiros são reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transações atribuíveis. Após o reconhecimento inicial, esses passivos financeiros são medidos pelo custo amortizado através do método de juros efetivos.

O Grupo tem os seguintes passivos financeiros não derivativos: empréstimos e financiamentos (Nota Explicativa nº 22); fornecedores (Nota Explicativa nº 17); obrigações societárias (Nota Explicativa nº 23); e demais obrigações (Nota Explicativa nº 27).

2.17. CONTAS A PAGAR AOS FORNECEDORES

As contas a pagar aos fornecedores são obrigações a pagar por bens ou serviços que foram adquiridos no curso normal dos negócios, sendo classificadas como passivos circulantes se o pagamento for devido no período de até um ano. Caso contrário, as contas a pagar são apresentadas como passivo não circulante.

2.18. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS A PAGAR

Os empréstimos e financiamentos são reconhecidos, inicialmente, pelo valor justo, líquido dos custos incorridos na transação e são, subsequentemente, demonstrados pelo custo amortizado. Qualquer diferença entre os valores captados (líquidos dos custos da transação) e o valor total a pagar é reconhecida na demonstração do resultado durante o período em que os empréstimos estejam em aberto, utilizando o método da taxa efetiva de juros (Nota Explicativa nº 22).

Os empréstimos e financiamentos são classificados como passivo circulante, a menos que o Grupo tenha um direito incondicional de diferir a liquidação do passivo por, pelo menos, 12 meses após a data do balanço.

2.19. OBRIGAÇÕES TRIBUTÁRIAS

A despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado, a menos que estejam relacionados à combinação de negócios, ou itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber esperado sobre o lucro tributável do exercício, a taxas de impostos vigentes ou substantivamente vigentes na data de apresentação das demonstrações financeiras e qualquer ajuste aos impostos a pagar com relação aos exercícios anteriores.

O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos e os correspondentes valores usados para fins de tributação. O imposto diferido é mensurado pelas alíquotas que se espera serem aplicadas às diferenças temporárias quando elas reverterem, baseando-se nas leis que foram decretadas ou substantivamente decretadas até a data de apresentação das demonstrações financeiras.

Os ativos e passivos fiscais diferidos são compensados caso haja um direito legal de compensar passivos e ativos fiscais correntes, e eles se relacionam a impostos lançados pela mesma autoridade tributária sobre a mesma entidade sujeita à tributação.

A Administração do Grupo decidiu pela constituição de ativo fiscal diferido já que os planos de recuperação econômico-financeira do Grupo irão resultar na apuração de lucro tributário futuro de forma consistente no âmbito da Companhia. As demais empresas do grupo ainda não reúnem condições necessárias para a contabilização de ativo fiscal diferido.

O Grupo registrou passivo fiscal diferido relativo ao ganho na utilização do custo atribuído (*Deemed Cost*), aplicado sobre os imóveis do Grupo quando da convergência para o IFRS; quanto ao ganho no registro do VNR (Valor Novo de Reposição) aplicado sobre os bens objeto da concessão; e também sobre o registro dos Ativos e Passivos Regulatórios reconhecidos de acordo com a orientação técnica OCPC 08.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferido são revisados a cada data de relatório e serão reduzidos na medida da sua realização ou que sua realização não seja mais provável.

2.20. OPERAÇÕES DE COMPRA E VENDA DE ENERGIA ELÉTRICA NA CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA – CCEE

Os registros das operações de compra e venda de energia elétrica estão reconhecidos pelo regime de competência, com base em informações divulgadas pela CCEE, responsável pela apuração dos valores e quantidades de compras e vendas realizadas no âmbito desta entidade, ou por estimativa da Administração, quando essas informações não estão disponíveis.

2.21. DEMAIS ATIVOS E PASSIVOS

Os outros ativos estão apresentados ao valor de realização, incluindo, quando aplicável, os rendimentos e as variações monetárias auferidas até a data do balanço, deduzidos por provisão para perdas e/ou ajuste a valor presente, quando aplicável. As outras obrigações são demonstradas pelos valores conhecidos ou calculáveis acrescidos, quando aplicável, dos correspondentes encargos e das variações monetárias e/ou cambiais incorridas até a data do balanço.

2.22. CAPITAL SOCIAL

As ações ordinárias e as preferenciais são classificadas no patrimônio líquido.

2.22.1. Ações ordinárias

Ações ordinárias são classificadas como patrimônio líquido. Custos adicionais diretamente atribuíveis à emissão de ações e opção de ações são reconhecidos como dedução do patrimônio líquido, livre de quaisquer efeitos tributários, quando aplicável.

2.22.2. Ações preferenciais

Ações preferenciais são classificadas no patrimônio líquido caso não sejam resgatáveis, ou resgatáveis somente à escolha da Companhia e quaisquer dividendos sejam discricionários. Dividendos pagos são reconhecidos no patrimônio líquido quando da aprovação dos acionistas da Companhia.

Os dividendos mínimos obrigatórios, conforme definido em estatuto, são reconhecidos como passivo.

2.23. RECONHECIMENTO DE RECEITA

A receita é mensurada pelo valor justo da contrapartida recebida ou a receber, deduzida dos impostos e dos eventuais descontos incidentes sobre a mesma.

2.23.1. Receita de prestação de serviços

A receita de serviços prestados é reconhecida no resultado com base no estágio de conclusão do serviço na data de apresentação das demonstrações financeiras. O estágio de conclusão é avaliado por referência a pesquisas de trabalhos realizados.

2.23.2. Receita de distribuição de energia elétrica

Os serviços de distribuição de energia elétrica são medidos através da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela concessionária. O faturamento dos serviços de distribuição de energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário de leitura, sendo a receita de serviços registrada à medida que as faturas são emitidas, ou seja, pela competência. Os serviços prestados entre a data da leitura e o encerramento de cada mês são registrados através de estimativas (fornecimento não faturado).

2.23.3. Receita de construção

A ICPC 01 (IFRIC 12) 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) (IAS 11) – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 (R1) (IAS 18) – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), como componentes separados do mesmo contrato de concessão.

A CEB-D 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 praticamente nula, considerando que: (i) a atividade fim da concessionária é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a concessionária terceiriza a construção da infraestrutura. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após a dedução dos recursos provenientes do ingresso das obrigações especiais.

2.23.4. Receita de juros

É reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia ou suas controladas e coligadas e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o montante do principal em aberto. A taxa de juros efetiva é aquela que desconta os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida econômica do ativo financeiro, em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

2.24. RECEITAS E DESPESAS FINANCEIRAS

As receitas financeiras referem-se, principalmente, à receita de aplicação financeira; acréscimos moratórios em contas de energia elétrica; juros sobre ativos financeiros da concessão; e juros sobre outros ativos financeiros. A receita de juros é reconhecida no resultado através do método de juros efetivos. A receita de dividendos é reconhecida no resultado na data em que o direito da Companhia ou suas controladas e coligadas em receber o pagamento é estabelecido. As distribuições recebidas de investidas registradas por equivalência patrimonial reduzem o valor do investimento.

As despesas financeiras abrangem encargos, variação cambial e variação monetária sobre empréstimos e financiamentos. Os custos dos empréstimos são reconhecidos no resultado através do método de juros efetivos.

Os ganhos e perdas cambiais são reportados em uma base líquida.

2.25. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIOS

Um segmento operacional é um componente do Grupo que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes do Grupo. Todos os resultados operacionais dos segmentos operacionais são revistos frequentemente pela Administração da Companhia para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para o qual informações financeiras individualizadas estão disponíveis.

Os resultados de segmentos que são reportados à Administração incluem itens diretamente atribuíveis ao segmento, bem como aqueles que podem ser alocados em bases razoáveis. Os itens não alocados compreendem, principalmente, os elementos patrimoniais e de resultado da CEB (Nota Explicativa nº 30).

2.26. NOVAS NORMAS E INTERPRETAÇÕES AINDA NÃO ADOTADAS

Após oito anos de debates no mercado, o IASB (International Accounting Standards Board) e o FASB (Financial Accounting Standards Board) emitiram o pronunciamento de Receitas de Contratos com Clientes (IFRS 15 e ASC 606, respectivamente) em maio de 2014, que alinha os princípios de reconhecimento de receitas entre as normas internacionais e as norte-americanas. Esse pronunciamento, há muito tempo aguardado por todos os interessados-chave, substitui todas as normas contábeis de receita nas duas práticas e impacta todas as indústrias em maior ou menor grau. A norma passa a vigorar a partir de 1º de janeiro de 2018, e seus impactos devem ser analisados imediatamente considerando as regras de divulgação de dados comparáveis na adoção inicial do pronunciamento.

O IFRS 15 corresponde ao CPC 47 – Receitas de Contrato com Cliente, que possui poucas alterações em relação à norma original, sendo notadamente um esclarecimento sobre a tradução do termo “performance obligation” ou obrigação de desempenho do vendedor repassar o controle do bem ou serviço à entidade compradora, e eliminação da obrigatoriedade de se considerar o componente de financiamento significativo somente para contratos com prazo superior a doze meses, em linha com os requerimentos da Lei nº 11.638/2007 em relação ao cálculo do ajuste a valor presente.

Cabe lembrar também a vigência do pronunciamento IFRS 9 (equivalente ao CPC 48) sobre instrumentos financeiros a partir de 1º de janeiro de 2018, com maior repercussão em instituições financeiras.

No primeiro trimestre de 2016 foram também concluídos os debates em relação ao projeto conjunto do IASB e do FASB sobre a nova norma de arrendamento mercantil, tendo sido emitidos os respectivos pronunciamentos (codificados como IFRS 16 e ASC 842, respectivamente, no Brasil CPC 06 – R2). O objetivo geral do projeto foi aumentar a transparência e a comparabilidade entre as companhias ao reconhecer os ativos e passivos relacionados ao leasing no balanço patrimonial e na divulgação das informações-chaves sobre os contratos de arrendamento mercantil. Isto representa uma melhoria em relação aos pronunciamentos em vigor anteriormente, os quais não ensejavam o reconhecimento de determinados ativos e passivos por muitos arrendatários.

O IASB continua focado em seu projeto de iniciativa de divulgação, tendo concluído as revisões pontuais do IAS 1 e IAS 7 e continua nos projetos de materialidade, princípios de divulgação e estrutura conceitual. Outros projetos futuros em pauta no IASB incluem combinação de negócios de entidades sob controle comum; instrumentos financeiros com características de patrimônio; atividades reguladas; gestão dinâmica de risco (macrohedge); demonstrações financeiras primárias; e considerações sobre amortização de ágio. O CPC continua analisando os efeitos de transações entre entidades sob controle comum em paralelo às pesquisas do IASB.

O IASB emitiu em 2017 a norma IFRS 17 – Contratos de Seguros. Esta é a primeira norma IFRS verdadeiramente voltada para contratos de seguros objetiva contribuir com os investidores e outros stakeholders a melhor entender aspectos como exposição ao risco, rentabilidade e posição financeira.

A IFRS 17 substitui a IFRS 4, apresentada em 2004 como uma norma interina. Como a IFRS permitia a realização da contabilização de contratos de seguro usando normas contábeis nacionais, havia grande dificuldade para os investidores e stakeholders quanto à comparabilidade e análise das informações.

A IFRS 17 passa a vigorar em 1 de janeiro de 2021, mas é permitida a aplicação antecipada.

O IASB iniciou discussão no final de 2013 sobre a estrutura conceitual básica que serve de parâmetro para a emissão dos demais pronunciamentos e é um dos projetos considerados prioritários pelo Board que emitirá proximamente o pronunciamento final.

Outros pronunciamentos que o IASB está analisando atualmente, e devem ser emitidos documentos para discussão em curto prazo, incluem: a) Iniciativa de divulgação: Princípios de divulgação; b) Combinação de negócios entre entidades sob controle comum; c) Gerenciamento de risco dinâmico (macro hedge); d) Instrumentos financeiros com características de patrimônio; e) Atividades com tarifas reguladas.

As mudanças nessas normas contábeis internacionais merecem o adequado monitoramento sobre as modificações e entrada em vigor, tendo em vista os eventuais reflexos na condução dos negócios e na comunicação com os investidores.

2.26.1. Pronunciamentos novos ou revisados aplicados pela primeira vez em 2017

O Grupo decidiu não adotar antecipadamente nenhuma outra norma, interpretação ou alteração que tenham sido emitidas, mas que ainda não estão em vigor.

A natureza e o impacto de cada uma das novas normas e alterações são descritos a seguir:

Alterações à IAS 7 – Demonstração dos Fluxos de Caixa: Iniciativa de Divulgação

As alterações exigem que as entidades apresentem divulgação das mutações em seu passivo decorrentes das atividades de financiamento, inclusive as mutações decorrentes dos fluxos de caixa e mutações que não afetam o caixa (tais como as de variações cambiais). A Companhia não adotou tal procedimento já que se trata de iniciativa de divulgação e sem obrigatoriedade de realização neste exercício.

Alterações à IAS 12 – Tributos Sobre o Lucro: Reconhecimento de Ativos Fiscais Diferidos por Prejuízos Não Realizados

As alterações esclarecem que uma entidade precisa considerar se a legislação tributária restringe as fontes de lucros tributáveis em relação aos quais são permitidas deduções sobre o estorno da diferença temporária dedutível referente a prejuízos não realizados. Além disso, as alterações fornecem orientação sobre de que forma uma entidade deve apurar lucros tributáveis futuros e explicar as circunstâncias em que o lucro tributável poderá incluir a recuperação de alguns ativos por montante superior ao seu valor contábil. O Grupo aplicou as alterações de forma retrospectiva. No entanto, essa aplicação não tem efeito sobre sua posição patrimonial e financeira e desempenho das operações, uma vez que o Grupo não possui diferenças temporárias dedutíveis ou ativos que estejam no âmbito das alterações.

Alterações à IFRS 12 – Divulgação de Participações em Outras Entidades: Esclarecimento do Escopo de Requisitos de Divulgação na IFRS 12

As alterações esclarecem que os requisitos de divulgação da IFRS 12 distintos dos previstos nos parágrafos B10-B16 aplicam-se às participações de uma entidade em uma subsidiária, em um empreendimento controlado em conjunto (*joint venture*) ou em uma coligada (ou a uma parcela de sua participação em uma *joint venture* ou em uma coligada), que sejam classificadas (ou incluídas em um grupo para fins de alienação que seja classificado) como mantidas para venda.

Apesar de haver previsão para antecipação da aplicação das normas revisadas, no Brasil os reguladores não permitem tal adoção antecipada.

2.26.2. Normas emitidas, mas ainda não vigentes

O Grupo pretende adotar essas normas, se for o caso, quando elas entrarem em vigor.

IFRS 9 – Instrumentos Financeiros

Em julho de 2014, o IASB emitiu a versão final da IFRS 9 Instrumentos Financeiros, que substitui a IAS 39 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração e todas as versões anteriores da IFRS 9. A IFRS 9 reúne os três aspectos do projeto de contabilização de instrumentos financeiros: classificação e mensuração, redução ao valor recuperável do ativo e contabilização de hedge. A IFRS 9 está em vigor para períodos anuais com início a partir de 1º de janeiro de 2018, sendo permitida sua aplicação antecipada. Com exceção da contabilidade de hedge, faz-se necessária a aplicação retrospectiva, contudo, o fornecimento de informações comparativas não é obrigatório. Para a contabilidade, os requisitos geralmente são aplicados de forma prospectiva, com algumas exceções limitadas.

O Grupo planeja adotar a nova norma na data efetiva requerida e não fará reapresentação de informações comparativas.

Em 2017, o Grupo realizou uma avaliação de impacto detalhada dos três aspectos da IFRS 9. Essa avaliação toma por base informações atualmente disponíveis e pode estar sujeita a mudanças decorrentes de informações razoáveis e passíveis de sustentação que estão sendo disponibilizadas ao Grupo em 2018, quando o Grupo passará a adotar a IFRS 9. Em geral, o Grupo não prevê nenhum impacto significativo no balanço patrimonial e na demonstração das mutações do patrimônio líquido, exceto pelo efeito da aplicação dos requisitos de redução ao valor recuperável da IFRS 9, se, nesse contexto, houver algum impacto.

IFRS 15 – Receita de Contratos com Clientes

A IFRS 15 foi emitida em maio de 2014, alterada em abril de 2016 e estabelece um modelo de cinco etapas para contabilização das receitas decorrentes de contratos com clientes. De acordo com a IFRS 15, a receita é reconhecida por um valor que reflete a contrapartida a que uma entidade espera ter direito em troca de transferência de bens ou serviços para um cliente.

A nova norma para receita substituirá todos os requisitos atuais de reconhecimento de receita de acordo com as IFRS.

A aplicação retrospectiva completa ou a aplicação retrospectiva modificada será exigida para períodos anuais com início a partir de 1º de janeiro de 2018. O Grupo planeja adotar a nova norma na data de vigência requerida com base no método retrospectivo completo. Em 2016, o Grupo realizou uma avaliação preliminar da IFRS 15, que foi continuada com uma análise mais detalhada concluída em 2017.

Alterações à IFRS 10 e à IAS 28: Venda ou Contribuição de Ativos Entre um Investidor e sua Associada ou Empreendimento Controlado em Conjunto (*joint venture*)

As alterações abordam o conflito entre a IFRS 10 e a IAS 28 no tratamento da perda de controle de uma subsidiária que é vendida ou contribuída a uma associada ou a um empreendimento controlado em conjunto (*joint venture*). As alterações esclarecem que o ganho ou a perda resultante da venda ou contribuição de ativos que constituem um negócio, conforme definido na IFRS 3, entre um investidor e sua associada ou *joint venture*, são reconhecidos(as) na íntegra. Qualquer ganho ou perda resultantes da venda ou contribuição de ativos que não constituam um negócio, no entanto, são reconhecidos(as) somente na extensão das participações de investidores não relacionados na associada ou *joint venture*. O IASB adiou indefinidamente a data de vigência das referidas alterações, mas uma entidade que adotar as alterações antecipadamente deve aplicá-las prospectivamente. Essa alteração não acarreta aplicação para o Grupo.

IFRS 2 – Classificação e Mensuração de Transações com Pagamentos Baseados em Ações – Alterações à IFRS 2

O IASB emitiu alterações à IFRS 2 Pagamentos baseados em ações, que abordam três áreas principais: os efeitos das condições de aquisição de direitos sobre a mensuração de uma transação de pagamento baseada em ações liquidada em dinheiro; a classificação de uma transação de pagamento baseada em ações com características de liquidação pelo valor líquido para obrigações relacionadas a impostos retidos na fonte; e o tratamento contábil quando uma modificação nos termos e condições de uma transação de pagamento baseada em ações altera sua classificação de liquidação em dinheiro para liquidação com ações.

Na adoção, as entidades são obrigadas a adotar as alterações sem atualizar períodos anteriores, mas a adoção retrospectiva é permitida se aplicada para as três alterações e os outros critérios forem atendidos. As alterações estão em vigor para períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2018, sendo permitida a adoção antecipada. Essa alteração não acarreta aplicação para o Grupo.

IFRS 16 – Operações de Arrendamento Mercantil

A IFRS 16 foi emitida em janeiro de 2016 e substitui a IAS 17 Operações de arrendamento mercantil, a IFRIC 4 que descreve como determinar se um acordo contém um arrendamento, o SIC-15 Arrendamentos operacionais – Incentivos – e o SIC-27 na avaliação da substância de transações envolvendo a forma legal de arrendamento. A IFRS 16 estabelece os princípios para o reconhecimento, mensuração, apresentação e evidenciação de arrendamentos e exige que os arrendatários contabilizem todos os arrendamentos sob um único modelo no balanço patrimonial, semelhante à contabilização de arrendamentos financeiros segundo a IAS 17. Essa alteração não acarreta aplicação para o Grupo.

3. REAPRESENTAÇÃO DOS EXERCÍCIOS ANTERIORES

A Investco, investida da CEB Lajeado S.A., no exercício de 2017, ajustou os impactos fiscais decorrentes da dedução indevida dos pagamentos sobre as Ações Preferenciais nas bases de cálculo do IRPJ e CSLL.

De acordo com o CPC 39, as Ações Preferenciais de classes “A”, “B”, e “C” da referida coligada são registradas com a característica de empréstimos e financiamentos, e os respectivos juros e dividendos dessas ações foram reconhecidos como despesa financeira nas demonstrações do resultado.

A Lei nº 12.973/2014, em seu artigo 9º, modificou o §3º do artigo 10º da Lei nº 9.249/1995, e estabeleceu que não são dedutíveis na apuração do Imposto de Renda e Contribuição Social, os lucros e dividendos pagos ou creditados a beneficiários de qualquer espécie de ação prevista no artigo 15º da Lei nº 6.404/76, ainda que classificados como despesa financeira na escrituração comercial.

Em 2017, aquela coligada ajustou os impactos fiscais decorrentes da dedução indevida dos juros sobre as Ações Preferenciais nas bases de cálculo do IRPJ e CSLL, bem como os efeitos dos exercícios anteriores.

O valor do ajuste de exercícios anteriores foi de R\$ 83.523. Por consequência, o impacto na CEB Lajeado S.A. foi de R\$ 16.704, valor este que representa 20% do percentual de participação societária no capital social.

Já na CEB, o ajuste de exercícios anteriores foi de R\$ 8.408, apurado após a retificação do erro na CEB Lajeado S.A., sendo R\$ 2.169 em 2016, e R\$ 6.239 anteriores a 2016.

Nas demonstrações consolidadas, o ajuste de exercícios anteriores foi de R\$ 15.304, sendo R\$ 3.879 em 2016, e R\$ 11.425 anteriores a 2016.

A diferença entre os efeitos apurados na CEB e as demonstrações consolidadas impactou o patrimônio líquido, especificamente na participação dos acionistas não controladores, sendo R\$ 1.710 em 2016, e R\$ 5.186 anteriores a 2016.

Desta forma, conforme previsto no CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro, essa retificação de erros requer a aplicação retrospectiva, ajustando os períodos anteriores apresentados para fins de comparação com o período atual, como se estivessem corretos a partir do início do período mais antigo apresentado.

3.1.2. Passivo

Passivo	Controladora				Consolidado					
	31/12/2016	Ajustes	31/12/2016	01/01/2016	Ajustes	31/12/2016	01/01/2016	Ajustes	01/01/2016	
Circulante			Reapresentado			Reapresentado			Reapresentado	
	3.251		3.251	2.213		219.195	322.035		322.035	
	1.344		1.344	1.250		224.115	264.796		264.796	
						127.532	135.107		135.107	
						202.102	118.605		118.605	
						53.145	16.568		16.568	
						43.844	55.325		55.325	
	10.691		10.691	18.692		20.231	30.871		30.871	
	97		97	153		46.325	38.730		38.730	
Valores a pagar de Parcela "A" e outros itens financeiros										
Benefícios pós emprego										
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios										
	950		950	423		37.418	33.421		33.421	
Total do Circulante	16.333	-	16.333	22.731	-	1.293.335	1.436.621	-	1.436.621	
Não Circulante										
							25.960		25.960	
	97.270		97.270	97.269		178.745	282.840		282.840	
						79.880	110.088		110.088	
						128.763	112.571		112.571	
						175.142	223.619		223.619	
						59.101	21.626		21.626	
						222.209	182.269		182.269	
	10.827		10.827	8.356		68.512	69.399		69.399	
						76.863	117.546		117.546	
Valores a pagar de Parcela "A" e outros itens financeiros										
					11.820					
					16.046	11.829		11.829		
Total do Não Circulante	108.097	-	108.097	105.625	-	1.017.081	1.157.747	-	1.157.747	
Patrimônio Líquido										
	566.025		566.025	566.025		566.025	566.025		566.025	
	165.702		165.702	206.815		165.702	206.815		206.815	
	(111.365)	(8.408)	(119.773)	(225.422)	(6.239)	(111.365)	(225.422)	(6.239)	(231.661)	
	620.362	(8.408)	611.954	547.418	(6.239)	620.362	547.418	(6.239)	541.179	
						226.114	234.185	(5.186)	228.999	
	620.362	(8.408)	611.954	547.418	(6.239)	846.476	781.603	(11.425)	770.178	
	Total do Patrimônio Líquido									
	744.792	(8.408)	736.384	675.774	(6.239)	3.156.892	3.375.971	(11.425)	3.364.546	
	Total do Passivo									

3.2. DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2016	Ajuste	31/12/2016 Reapresentado	31/12/2016	Ajuste	31/12/2016 Reapresentado
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	35.809		35.809	2.114.554		2.114.554
Custo com Energia Elétrica				(1.493.570)		(1.493.570)
Custo de Operação				(316.173)		(316.173)
Custo do Serviço Prestado a Terceiros	(30.267)		(30.267)	(26.687)		(26.687)
Lucro Bruto	5.542	-	5.542	278.124	-	278.124
Receitas / (Despesas) Operacionais	75.125	(2.169)	72.956	(141.451)	(3.879)	(145.330)
Despesas com Vendas	(7.290)		(7.290)	(119.321)		(119.321)
Despesas Gerais e Administrativas	(9.563)		(9.563)	(194.845)		(194.845)
Resultado de Equivalência Patrimonial	95.370	(2.169)	93.201	30.438	(3.879)	26.559
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	(3.392)	-	(3.392)	142.277	-	142.277
Outras Receitas Operacionais	65		65	235.648		235.648
Outras Despesas Operacionais	(3.457)		(3.457)	(93.371)		(93.371)
Lucro Operacional antes do Resultado Financeiro	80.667	(2.169)	78.498	136.673	(3.879)	132.794
Receitas (Despesas) Financeiras	5.706	-	5.706	(36.742)	-	(36.742)
Receitas Financeiras	5.872		5.872	146.073		146.073
Despesas Financeiras	(166)		(166)	(197.272)		(197.272)
Variação Cambial				14.457		14.457
Lucro Operacional antes dos Tributos	86.373	(2.169)	84.204	99.931	(3.879)	96.052
Imposto de Renda e Contribuição Social	28.234	-	28.234	33.762	-	33.762
Imposto de Renda e Contribuição Social - Corrente	(1.872)		(1.872)	(75.621)		(75.621)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Diferido	30.106		30.106	109.383		109.383
Lucro do Exercício	114.607	(2.169)	112.438	133.693	(3.879)	129.814
Atribuído aos Acionistas Controladores				114.607	(2.169)	112.438
Atribuído aos Acionistas não Controladores				19.086	(1.710)	17.376
Lucro Básico e Diluído por Ação em Reais:						
Ações Ordinárias – Básicas e diluídas	7,5702		7,4917	7,5702		7,4917
Ações Preferenciais – Básicas e diluídas	8,3272		8,1049	8,3272		8,1049

3.3. DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2016	Ajuste	31/12/2016 Reapresentado	31/12/2016	Ajuste	31/12/2016 Reapresentado
Lucro Líquido/(Prejuízo) do Exercício	114.607	(2.169)	112.438	133.693	(3.879)	129.814
Outros Resultados Abrangentes				(43.043)		(43.043)
Itens que não serão Reclassificados Subsequentemente ao Resultado						
Ganho (Perda) Atuarial com Plano de Benefício Definido				(43.043)		(43.043)
Equivalência Patrimonial sobre Obrigação Atuarial sobre Benefícios Definido	(43.043)		(43.043)			
Resultado Abrangente Total	71.564	(2.169)	69.395	90.650	(3.879)	86.771
Atribuído aos Acionistas Controladores				71.564	(2.169)	69.395
Atribuído aos Acionistas Não Controladores				19.086	(1.710)	17.376

3.4. DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO

Eventos	Atribuído aos acionistas controladores				Participação de Acionistas não Controladores	Total do Patrimônio Líquido
	Capital Social	Ajuste de Avaliação Patrimonial/Outros Resultados Abrangentes	Lucros / (Prejuízos) Acumulados	Participação do Acionista Controlador		
Saldo em 31 de dezembro de 2015 - Reapresentado	566.025	206.815	(231.661)	541.179	228.999	770.178
Transação de Capital com Acionistas:						-
Constituição de Provisão de Partes Beneficiárias					(3.920)	(3.920)
Ganho na Diluição de Percentual		1.930		1.930		1.930
Dividendos pagos					(23.237)	(23.237)
Resultado Abrangentes Total:						
Lucro do Exercício			112.438	112.438	17.376	129.814
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Controladas - Benefícios Pós-Emprego		(43.043)		(43.043)		(43.043)
Equiv. Patrim. sobre Ajuste de Exercícios Anterior - Coligadas			(550)	(550)		(550)
Saldo em 31 de dezembro de 2016 - Reapresentado	566.025	165.702	(119.773)	611.954	219.218	831.172

4. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCO

Relativamente à gestão de risco, há duas vertentes predominantes que têm merecido particular atenção da Administração: (i) a conjuntura econômico-financeira da CEB Distribuição S.A.; e (ii) as consequências da crise hídrica que repercutem no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, resultando em encargos relevantes para a CEB Lajeado S.A.; a CEB Participações S.A.; a CEB Geração S.A.; a Corumbá Concessões S.A.; e a Energética Corumbá III S.A..

- Quanto à CEB D, a diretriz da Administração é oferecer um serviço de qualidade à população do Distrito Federal e garantir rentabilidade compatível com o mercado aos seus acionistas, bem como assegurar sua sustentabilidade econômico-financeira. Para tanto, a CEB concebeu o Plano de Negócios – Período 2018 a 2022, que está descrito no Subitem 2.2.1.1.1., “Letra (i) Informações sobre aspectos relacionados ao pressuposto da continuidade operacional da CEB D” destas Notas Explicativas.
- Com relação às empresas geradoras/comercializadoras, o “Item 1.2 Acordo GSF – Repactuação do Risco Hidrológico – Impactos Sobre as Investidas” destas Notas Explicativas, relata as iniciativas da Administração sobre este aspecto.

4.1. FATORES DE RISCO

A Administração da CEB e de suas controladas tem total responsabilidade pelo estabelecimento e supervisão da estrutura de gerenciamento de seus riscos observando, para tanto, as avaliações técnicas corporativas das empresas do Grupo.

As políticas de gerenciamento de risco são estabelecidas para dar previsibilidade a eventuais riscos, objetivando definir limites e controles apropriados, de forma a propiciar monitoração permanente e aderência aos limites operativos estabelecidos a cada empresa. A Administração busca, efetivamente, a previsibilidade com vistas ao acompanhamento de operações que porventura possam comprometer a liquidez e rentabilidade do Grupo.

Essa política, lastreada em sistemas de gerenciamento de riscos, trata da revisão periódica dos riscos financeiros associados às captações, de modo a antecipar eventuais mudanças nas condições de mercado e seus reflexos nas atividades do Grupo.

A CEB, por meio de seus atos normativos e de gestão em suas controladas, atua de forma a desenvolver um ambiente de controle disciplinado e construtivo, no qual, as empresas ajustam seus padrões de riscos às recomendações da Administração.

O Grupo mantém operações com instrumentos financeiros, cujos limites de exposição aos riscos de crédito são aprovados e revisados periodicamente pela Administração. Todos os instrumentos financeiros são inerentes à atividade operacional do Grupo, que não opera com instrumentos financeiros derivativos.

4.1.1. Risco de crédito

A CEB e suas controladas qualificam o risco de crédito pela incerteza no recebimento de valores faturados a seus clientes, decorrentes das vendas de energia elétrica e da prestação de serviços correlatos.

O principal mitigador do risco é a regulamentação setorial, uma vez que parcela da inadimplência vinculada ao contas a receber da Companhia estão incorporadas na Parcela "A" das tarifas, que são capturadas nos processos de reajustes e de revisões tarifárias subsequentes.

A CEB D pratica linha de parcelamento para devedores em todas as suas agências e postos de atendimento, e programas de incentivo à negociação de débitos de longa data, com redução escalonada de encargos por atraso, objetivando manter a liquidez de seus faturamentos.

Além dos aspectos apresentados, a Administração entende que a estrutura de controle e contratações adotada para a minimização de riscos de crédito, corroborada pela regulação setorial emanada da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, garante às concessionárias riscos mínimos de sofrer perdas decorrentes de inadimplência de suas contrapartes ou de instituições financeiras depositárias de recursos financeiros. Do mesmo modo, a prudência nos investimentos financeiros minimiza os riscos de crédito, uma vez que realiza operações com instituições financeiras de baixo risco avaliadas por agência de *rating*.

Reitera-se, finalmente, que a Distribuidora utiliza todas as ferramentas de cobrança permitidas pelo Órgão Regulador, tais como: telecobrança; suspensão de fornecimento por inadimplência; negativação e protesto de débitos; ações judiciais; mediação no Centro Judiciário de Solução de conflitos e Cidadania de Brasília – CEJUS/TJDFT; e acompanhamento e negociação permanente das posições em aberto.

4.1.2. Risco de liquidez

O Grupo, em especial a CEB D, tem financiado suas operações com recursos oriundos de suas atividades operacionais, do mercado financeiro e de empresas controladas e coligadas. A situação econômica e financeira é constantemente avaliada por meio de informações da área financeira, tratadas em ambiente de executivos da Companhia.

Os planos da Administração para manutenção das atividades da concessionária passam, entre outros, pela venda de ativos não operacionais; desinvestimentos de ativos em operação; na rentabilidade futura dos investimentos em andamento; e na capacidade de obter novas linhas de financiamentos. Assim, as demonstrações financeiras foram elaboradas no pressuposto de continuidade normal dos negócios da concessionária e não incluem nenhum ajuste relativo à realização e à classificação dos ativos ou quanto aos valores e à classificação dos passivos que seriam requeridos na impossibilidade de a controlada continuar operando.

A seguir, estão demonstrados os fluxos de caixa contratuais dos passivos financeiros:

Consolidado	Valor	Até 6 meses	De 6 meses a 1 ano	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos
Passivos Financeiros Não Derivativos					
Fornecedores	403.602	403.602			
Empréstimos e Financiamentos	380.342	62.515	62.515	99.675	155.637
Debêntures	126.628	32.321	32.321	46.024	15.963
Total	910.572	498.438	94.836	145.699	171.600

4.1.3. Risco de taxa de juros

O Grupo possui ativos e passivos remunerados por taxas de expectativas inflacionárias e/ou encargos de juros. Esses ativos e passivos incluem, relevantemente, os créditos a receber na data-base do balanço, debêntures e os empréstimos passivos. Vide detalhamento desses encargos nas Notas Explicativas nºs 21 e 22, respectivamente.

Consequentemente, as variações positivas e negativas dos indexadores e juros atreladas a esses ativos e passivos afetam diretamente o resultado do Grupo.

4.1.3.1. Análise de sensibilidade

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade para os instrumentos financeiros do Grupo que estão sujeitos às oscilações nas taxas CDI, TJLP, IGPM e UMBNDES. Estimou-se que, em um cenário provável em 31 de dezembro de 2018, as taxas CDI e IGP-M atinjam um patamar de 6,75% e 4,23%, respectivamente, de acordo com o Relatório Focus do Banco Central do Brasil, de 29 de dezembro de 2017 (média curto prazo – Top 5). No caso da TLP, atribuiu-se a taxa de 6,75% a.a., para o primeiro trimestre de 2018, conforme o Comunicado nº 31.536 do BACEN, de 29 de dezembro de 2017. A Administração assumiu a premissa de que esta taxa não sofrerá alterações que possam impactar materialmente as projeções para a data de 31 de dezembro de 2018. Também se espera que a taxa de 6,45% da UMBNDES se mantenha estável para os próximos trimestres de 2018. A Companhia fez uma análise de sensibilidade dos efeitos nos resultados advindos de uma alta nas taxas de 25% e 50% em relação ao cenário provável, considerados como possível e remoto.

	Possível	Remoto
CDI	8,44%	10,13%
TLP	8,44%	10,13%
IGPM	5,29%	6,35%
UMBNDDES	8,06%	9,68%

Fica registrado que os empréstimos contratados com taxas pré-fixadas não foram objeto de avaliação.

Alta do CDI	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2017		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		6,75%	8,44%	10,13%
	420.344	448.717	455.821	462.925
Efeito da Variação do CDI		(28.373)	(35.477)	(42.581)
Alta do CDI	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2016		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		10,10%	12,65%	15,15%
	286.026	314.915	322.208	329.359
Efeito da Variação do CDI		(28.889)	(36.182)	(43.333)

Alta da TLP	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2017		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		6,75%	8,44%	10,13%
	58.092	62.013	62.995	63.977
Efeito da Variação da TLP		(3.921)	(4.903)	(5.885)
Alta da TLP	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2016		
		Provável	Provável – 25%	Provável – 50%
		7,50%	9,38%	11,25%
	65.739	70.669	71.905	73.135
Efeito da Variação da TLP		(4.930)	(6.166)	(7.396)

Alta do IGP-M	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2017		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		4,23%	5,29%	6,35%
	496	517	522	527
Efeito da Variação do IGP-M		(21)	(26)	(31)
Alta do IGP-M	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2016		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		4,86%	6,08%	7,29%
	839	880	931	992
Efeito da Variação do IGP-M		(41)	(92)	(153)

Alta do UMBNDES	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2017		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		6,45%	8,06%	9,68%
Efeito da Variação do UMBNDES	12.771	13.595	13.800	14.007
		(824)	(1.029)	(1.236)
Alta do UMBNDES	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2016		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		4,32%	5,40%	6,48%
Efeito da Variação do UMBNDES	13.204	13.774	14.487	15.343
		(570)	(1.283)	(2.139)

4.1.4. Risco cambial

A Companhia não possui exposição financeira relevante em moeda estrangeira.

4.1.5. Risco operacional

Risco operacional é o risco de prejuízos diretos ou indiretos decorrentes de uma variedade de causas associadas a processos, pessoal, tecnologia e infraestrutura do Grupo e de fatores externos, exceto riscos de crédito, mercado e liquidez, como aqueles decorrentes de exigências regulatórias e de padrões geralmente aceitos de comportamento empresarial. Riscos operacionais surgem em todas as operações do Grupo.

O objetivo da Administração da Companhia é administrar o risco operacional de todo o Grupo para: (i) evitar a ocorrência de prejuízos financeiros e danos à reputação da Organização e de suas controladas e coligadas; e (ii) buscar eficácia de custos.

Relativamente à gestão de risco, há duas vertentes predominantes que têm merecido particular atenção da Administração: (i) a conjuntura econômico-financeira da CEB Distribuição S.A.; e (ii) as consequências da crise hídrica que repercutem no Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, resultando em encargos relevantes para a CEB Lajeado S.A.; a CEB Participações S.A.; a CEB Geração S.A.; a Corumbá Concessões S.A.; e a Energética Corumbá III S.A..

As ações da Administração referente a conjuntura econômico-financeira da CEB Distribuição S.A. estão descritas na Nota Explicativa 2.2.1.1.1 (i).

4.2. GESTÃO DE CAPITAL

Os objetivos do Grupo ao administrar seu capital são os de salvaguardar sua capacidade de continuidade para oferecer retorno aos acionistas e benefícios às outras partes interessadas, além de manter uma estrutura de capital ideal para reduzir esse custo.

Para manter ou ajustar a estrutura de capital do Grupo, a Administração pode propor, nos casos em que precisar da aprovação dos acionistas, rever a política de pagamento de dividendos, devolver capital aos acionistas ou, ainda, emitir novas ações ou vender ativos para reduzir, por exemplo, o nível de endividamento.

O Grupo monitora o capital com base no índice de alavancagem financeira. Esse índice corresponde à dívida líquida expressa como percentual do capital total. A dívida líquida, por sua vez, corresponde ao total de empréstimos (incluindo empréstimos de curtos e longos prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

Os índices de alavancagem financeira podem ser assim resumidos:

	31/12/2017	31/12/2016 Reapresentado
Total dos Empréstimos e Financiamento/Debêntures (Notas Explicativas nºs 21 e 22)	506.970	400.894
Menos: Caixa e Equivalentes de Caixa (Nota Explicativa nº 5)	(92.001)	(86.041)
Dívida líquida	414.969	314.853
Total do Patrimônio Líquido (Nota Explicativa nº 29)	632.979	611.954
Total do Capital	1.047.948	926.807
Índice de Alavancagem Financeira - %	39,60	33,97

4.3. ESTIMATIVA DO VALOR JUSTO

Os instrumentos financeiros ativos e passivos são registrados, inicialmente, pelo valor justo das transações que lhes deram origem e são atualizados, quando aplicável, com base nos encargos contratuais e ajustados pelas estimativas de perda. A Administração avalia que os valores apurados com base nesses critérios podem ser considerados a melhor estimativa para apuração do valor justo dos instrumentos financeiros detidos pelo Grupo.

4.3.1. Hierarquia do valor justo

O CPC 40 (R1)/IFRS 7 define valor justo como o valor/preço que seria recebido na venda de um ativo ou pago na transferência de um passivo em uma transação ordinária entre participantes de um mercado na data de sua mensuração. A norma esclarece que o valor justo deve ser fundamentado nas premissas que os participantes de um mercado utilizam quando atribuem um valor/preço a um ativo ou passivo e estabelece uma hierarquia que prioriza a informação utilizada para desenvolver essas premissas. A hierarquia do valor justo atribui maior peso às informações de mercado disponíveis (ou seja, dados observáveis) e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência (ou seja, dados inobserváveis). Adicionalmente, a norma requer que a empresa considere todos os aspectos de riscos de não desempenho (*non-performance risk*), incluindo o próprio crédito da Companhia e de suas controladas e coligadas ao mensurar o valor justo de um passivo.

O CPC 40 (R1)/IFRS 7 estabelece uma hierarquia de três níveis a ser utilizada ao mensurar e divulgar o valor justo. Um instrumento de categorização na hierarquia do valor justo baseia-se no menor nível de *input* significativo para sua mensuração. A seguir, mostra-se uma descrição dos três níveis de hierarquia:

Nível 1 – Os *inputs* são determinados com base nos preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos idênticos na data da mensuração. Adicionalmente, a Companhia e suas controladas e coligadas devem ter possibilidade de negociar nesse mercado ativo e o preço praticado não pode ser ajustado pelas empresas;

Nível 2 – Os *inputs* são outros que não sejam preços praticados conforme determinado pelo Nível 1 que são observáveis para o ativo ou passivo, direta ou indiretamente. Os *inputs* do Nível 2 incluem preços praticados em um mercado ativo para ativos ou passivos similares, preços praticados em um mercado inativo para ativos ou passivos idênticos; ou *inputs* que são observáveis ou que possam corroborar na observação de dados de um mercado por correlação ou de outras formas para substancialmente toda parte do ativo ou passivo; e

Nível 3 – Os *inputs* inobserváveis são aqueles provenientes de pouca ou nenhuma atividade de mercado. Esses *inputs* representam as melhores estimativas da Administração da Companhia de como os participantes de mercado poderiam atribuir valor/preço a esses ativos ou passivos. Geralmente, os ativos e passivos de Nível 3 são mensurados utilizando modelos de precificação, fluxo de caixa descontado, ou metodologias similares que demandam um significativo julgamento ou estimativa.

O Grupo mensura, de acordo com o CPC 40 (R1)/IFRS 7, seus equivalentes de caixa e aplicações financeiras pelo seu valor justo. Os equivalentes de caixa e aplicações financeiras são classificados como Nível 1, pois são mensurados utilizando preços de mercado para instrumentos similares.

As tabelas seguintes demonstram, de forma resumida, os ativos financeiros registrados a valor justo em 31 de dezembro de 2017.

	Avaliação	Hierarquia do Valor Justo	31/12/2017			
			Controladora		Consolidado	
			Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil
Ativos Financeiros						
Empréstimos e Recebíveis						
Caixa e Bancos	Valor Justo	Nível 1	571	571	38.722	38.722
Contas a Receber	Custo Amortizado		15.323	15.323	598.671	598.671
Valores a Receber Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado				922.669	922.669
Mantidos até o Vencimento						
Aplicações Financeiras	Custo Amortizado				7.770	7.770
Valor Justo Por Meio do Resultado						
Aplicações Financeiras	Valor Justo		6.393	6.393	53.279	53.279
Disponível para Venda						
Ativo Financeiro Indenizável	Valor Justo	Nível 3			140.856	140.856
Passivos Financeiros						
Outros Passivos Financeiros						
Fornecedores	Custo Amortizado		8.795	8.795	403.602	403.602
Debêntures	Custo Amortizado				126.628	126.628
Empréstimos e Financiamentos	Custo Amortizado				380.342	380.342
Obrigações Societárias	Custo Amortizado		7.741	7.741	16.766	16.766
Valores a Pagar Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado				608.717	608.717
Encargos Regulatórios	Custo Amortizado				269.778	269.778
Obrigações Vinculadas a Concessão	Custo Amortizado				32.563	32.563

	Avaliação	Hierarquia do Valor Justo	31/12/2016			
			Controladora		Consolidado	
			Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil
Ativos Financeiros						
Empréstimos e Recebíveis						
Caixa e Bancos	Valor Justo	Nível 1	3	3	31.016	31.016
Contas a Receber	Custo Amortizado		7.232	7.232	520.706	520.706
Valores a Receber Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado				392.443	392.443
Mantidos até o Vencimento						
Aplicações Financeiras	Custo Amortizado				7.767	7.767
Valor Justo Por Meio do Resultado						
Aplicações Financeiras	Valor Justo		4.245	4.245	55.025	55.025
Disponível para Venda						
Ativo Financeiro Indenizável	Valor Justo	Nível 3			129.189	129.189
Passivos Financeiros						
Outros Passivos Financeiros						
Fornecedores	Custo Amortizado		3.251	3.251	219.195	219.195
Debêntures	Custo Amortizado				181.908	181.908
Empréstimos e Financiamentos	Custo Amortizado				218.986	218.986
Obrigações Societárias	Custo Amortizado		10.691	10.691	20.231	20.231
Valores a Pagar Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado				297.091	297.091
Encargos Regulatórios	Custo Amortizado				424.311	424.311
Obrigações Vinculadas a Concessão	Custo Amortizado				76.863	76.863

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Caixa e Bancos Conta Movimento	571	3	38.722	31.016
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata	6.393	4.245	53.279	55.025
Total	6.964	4.248	92.001	86.041

As aplicações financeiras correspondem a Certificados de Depósitos Bancários – CDB contratados com o Banco de Brasília – BRB, com possibilidade de resgate a qualquer tempo. Todas as operações são de liquidez imediata, prontamente conversíveis em montantes conhecidos de caixa, sujeitas a um risco baixo e sem restrição de uso. A remuneração destas Aplicações Financeiras é de 95% do Certificado de Depósito Interbancário – CDI.

6. CONTAS A RECEBER

6.1. COMPOSIÇÃO DO CONTAS A RECEBER

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias			621.985	584.602
Títulos de Créditos a Receber			66.301	45.523
Serviços Prestados a Terceiros	25.229	56.975	37.650	66.608
Total a Receber Bruto	25.229	56.975	725.936	696.733
Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa (Nota Explicativa 30.3)	(9.906)	(49.743)	(127.265)	(154.153)
Total a Receber Líquido	15.323	7.232	598.671	542.580
Circulante	15.323	7.232	555.376	520.706
Não Circulante			43.295	21.874

6.2. VALORES A RECEBER POR IDADE DE VENCIMENTO

	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos de 91 a 180 dias	Vencidos há mais de 180 dias	Total 31/12/2017	Total 31/12/2016
Classes de Consumidor						
Residencial	68.051	89.951	31.673	7.182	196.857	175.967
Poder Público	12.911	12.664	4.898	34.081	64.554	74.728
Comércio, Serviços e Outros	53.175	31.941	8.270	21.552	114.938	112.803
Iluminação Pública	14.394			24.640	39.034	49.832
Serviço Público	10.992				10.992	12.532
Industrial	5.808	2.448	579	1.048	9.883	10.807
Rural	3.013	3.394	1.351	351	8.109	8.095
Subtotal Consumidores	168.344	140.398	46.771	88.854	444.367	444.764
Fornecimento Não Faturado	143.230				143.230	128.760
Energia Elétrica Curto Prazo – CCEE	55.567				55.567	19.242
Serviços Prestados a Terceiros (Incluso Serviços de IP)	14.547	13.074	123	9.906	37.650	63.515
Concessionárias e Permissionárias	1.574				1.574	11.413
Parcelamentos a Faturar CP e LP	43.823				43.823	27.667
Serviço Taxado	1.347				1.347	1.444
Outros	19.639				19.639	10.344
Arrecadação a Classificar	(21.261)				(21.261)	(10.416)
TOTAL	426.810	153.472	46.894	98.760	725.936	696.733
Estimativa de Perdas com Créditos Liquidação Duvidosa			(28.505)	(98.760)	(127.265)	(154.153)
Contas a Receber Líquido	426.810	153.472	18.389		598.671	542.580

6.3. ESTIMATIVA DE PERDAS COM CRÉDITOS DE LIQUIDAÇÃO DUVIDOSA

A estimativa de perdas com créditos de liquidação duvidosa foi constituída com premissas consideradas suficientes para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos e está constituída de acordo com os valores a receber dos consumidores da classe residencial vencidos há mais de 90 dias; da classe comercial, vencidos há mais de 180 dias; e das classes industrial, rural, poderes públicos, iluminação pública e serviços públicos, vencidos há mais de 360 dias, incluindo parcelamento de débitos. A base de constituição da estimativa engloba os recebíveis faturados até o encerramento do balanço, contabilizados pelo regime de competência.

Segue um resumo das faixas de atrasos sujeitas às provisões:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Poder Público – Vencidos há mais de 360 dias	(9.906)	(49.743)	(40.984)	(78.764)
Iluminação Pública – Vencidos há mais de 360 dias			(24.640)	(24.640)
Residencial – Vencidos há mais de 90 dias			(38.855)	(26.420)
Comercial – Vencidos há mais de 180 dias			(21.552)	(22.900)
Serviço Público – Vencidos há mais de 360 dias			(7)	(8)
Industrial – Vencidos há mais de 360 dias			(959)	(1.133)
Rural – Vencidos há mais de 360 dias			(268)	(288)
Total	(9.906)	(49.743)	(127.265)	(154.153)

A Lei nº 5.434/2014 autorizou o Poder Executivo a transferir à CEB, como dação em pagamento de dívidas de obras do sistema de iluminação pública do Distrito Federal, os terrenos localizados na Quadra 1 do Setor de Indústria e Abastecimento de Brasília e na Quadra QI 16 do Setor de Indústria de Ceilândia.

O § 1º do art. 3º da referida Lei reservou os terrenos, exclusivamente, para essa finalidade. Entretanto, o Governo do Distrito Federal optou por realizar a maior parte dos pagamentos dos débitos em espécie no âmbito administrativo e por intermédio de acordo judicial.

A movimentação da estimativa de perdas com créditos de liquidação duvidosa está assim apresentada:

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2015	42.461	159.622
Adições	7.282	110.590
Baixa Para Perda – Lei 9.430/96		(65.787)
Reversões		(50.272)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	49.743	154.153
Adições	1.210	111.656
Baixa Para Perda – Lei 9.430/96		(79.775)
Reversões	(41.047)	(58.769)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	9.906	127.265

6.4. CRÉDITOS COM O GOVERNO DO DISTRITO FEDERAL (CONSOLIDADO)

Os créditos devidos pelo Governo do Distrito Federal são representados pelos valores a receber de entidades e órgãos da administração pública do Distrito Federal, cujo valor total corresponde a R\$ 71.631, em 31 de dezembro de 2017 (R\$ 86.960 em 2016), compostos por fornecimento de energia elétrica, serviços de manutenção e obras de iluminação pública.

Em 31 de dezembro de 2017, o valor das perdas estimadas com crédito de liquidação duvidosa com o Governo do Distrito Federal totalizou R\$ 63.075, dos quais, R\$ 53.169 no âmbito da CEB D referentes a consumo de energia, e R\$ 9.906 relativos a serviços de iluminação pública prestados pela CEB.

O quadro seguinte mostra a composição dos créditos com o acionista controlador por idade de vencimento:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Saldos Vincendos	2.126	3.091	36.676	38.128
Vencidos até 90 dias	13.074	2.047	25.526	27.791
Vencidos de 91 a 360 dias	123	2.094	9.429	20.414
Vencidos há mais de 360 dias	9.906	49.743	63.075	101.085
Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa	(9.906)	(49.743)	(63.075)	(100.458)
Total	15.323	7.232	71.631	86.960

7. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES COMPENSÁVEIS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ (a)	22.425	29.017	45.018	29.081
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL (a)	7.821	8.678	17.440	9.421
Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF			13	13
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços de Transportes Estaduais, Intermunicipais e de Comunicações – ICMS (b)			10.414	12.008
Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social – COFINS			324	278
Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS	780	417	2.825	1.986
Programa de Integração Social – PIS	387	387	458	450
Crédito de PIS/PASEP Sobre Decisão Judicial				65.173
Contribuição Provisória Sobre Movimentação Financeira – CPMF	544	544	544	544
Outros	29		29	
Total	31.986	39.043	77.065	118.954
Circulante	1.758	1.366	40.813	72.720
Não Circulante	30.228	37.677	36.252	46.234

(a) Os valores de Imposto de Renda e Contribuição Social referem-se às antecipações feitas no período; aos saldos negativos de exercícios anteriores; e às retenções fonte por órgãos públicos, em razão de a opção de apuração ser pelo Lucro Real Anual, bem como dos créditos provenientes de tributos diferidos e de ações judiciais.

(b) Os montantes de ICMS pagos na aquisição de bens utilizados na atividade de distribuição de energia da controlada CEB D são passíveis de ser compensados com os débitos do ICMS sobre faturamento, nos termos e critérios estabelecidos pela legislação fiscal vigente. A utilização dos créditos do ICMS é diferida em 48 parcelas mensais, de acordo com a Lei Complementar nº 102/2000.

7.1. ATIVOS FISCAIS DIFERIDOS RECONHECIDOS E NÃO RECONHECIDOS

7.1.1. Ativos fiscais diferidos reconhecidos

Em conformidade com a Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, a Administração, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, estima à realização do ativo fiscal diferido no valor de R\$ 26.698, conforme demonstrado a seguir:

CONTROLE DE PREJUÍZO FISCAL ACUMULADO A COMPENSAR					
Histórico	Controle de Valores no Exercício			D/C	ATIVO FISCAL DIFERIDO = Saldo x (+/-)34%
	Débito	Crédito	Saldo		
Baixa por aproveitamento	7.465	-	80.407	C	27.338
CONTROLE DOS CUSTOS A FATURAR					
Histórico	Controle de Valores no Exercício			D/C	ATIVO FISCAL DIFERIDO = Saldo x (+/-)34%
	Débito	Crédito	Saldo		
Custo a faturar	-	769	1.694	D	(576)
CONTROLE DO NÃO FATURADO					
Histórico	Controle de Valores no Exercício			D/C	ATIVO FISCAL DIFERIDO = Saldo x (+/-)34%
	Débito	Crédito	Saldo		
Não Faturado	965	-	2.126	C	723
TOTAL					80.841
Contabilização dos Prejuízos Fiscais e Base Negativa Para Quitação do Programa Especial de Recuperação Tributária – PERT					(2.314)
TOTAL DA BASE DE APURAÇÃO DO ATIVO FISCAL DIFERIDO					78.528
TOTAL ATIVO FISCAL DIFERIDO APURADO (34%)					26.699

A Administração, norteada pelo estudo técnico para a realização do ativo fiscal diferido, prevê que os créditos tributários sobre prejuízo fiscal e parte das diferenças temporárias possam ser realizados até 2018, a saber:

CONTROLE DO ATIVO FISCAL DIFERIDO	2017		2018	
	Base de Cálculo	Tributo	Base de Cálculo	Tributo
Saldo Inicial	88.306	29.237	78.526	26.699
(-) Saldo Utilizado	(7.464)	(2.538)	(78.526)	(26.699)
(-) Contabilização dos Prejuízos Fiscais e Base Negativa Para Pagamento do PERT	(2.316)			
Saldo Final	78.526	26.699	-	-

O estudo técnico de viabilidade elaborado pela Companhia foi objeto de apreciação no Conselho Fiscal e aprovado pelo Conselho de Administração em 26 de fevereiro de 2018 e 8 de março de 2018, respectivamente.

7.1.2. Ativos fiscais diferidos não reconhecidos

Segue o demonstrativo dos ativos fiscais diferidos não reconhecidos:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Diferenças Temporárias	10.000	20.593	91.935	83.118
Prejuízo Fiscal e Base Negativa			165.684	117.863
Total	10.000	20.593	257.619	200.981

A Companhia não reconheceu ativo fiscal diferido sobre Provisões para Contingências ou Perdas Estimadas em Créditos de Liquidação Duvidosa, por entender que tais diferenças temporárias geram dúvidas quanto a sua realização nos prazos previstos na Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002.

As suas controladas não registram os efeitos dos ativos fiscais diferidos de imposto de renda e contribuição social, decorrentes de diferenças temporárias, Prejuízo Fiscal e Base Negativa, por não atenderem os critérios exigidos na referida instrução.

8. VALORES A RECEBER DE PARCELA A E OUTROS ITENS FINANCEIROS

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2016	Constituição	Amortização	Atualização	Saldo em 31/12/2017	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa	228.901	551.692	(244.621)	63.304	599.276	599.276	
Aquisição de Energia – (CVAenergia)	185.732	529.262	(200.224)	59.978	574.748	574.748	
Energia Adquirida – Proinfa	10.934	642	(11.616)	579	539	539	
Transporte Rede Básica	4.527	13.520	(4.034)	1.338	15.351	15.351	
Transporte de Energia – Itaipu	1.205	8.268	(1.605)	770	8.638	8.638	
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	26.503		(27.142)	639			
Demais Ativos Financeiros Setoriais	163.532	358.518	(212.798)	14.140	323.392	323.393	
Neutralidade da Parcela A	7.092	55.136	(14.733)	2.565	50.060	50.060	
Sobrecontratação de Energia	25.161	3.770	(34.989)	9.240	3.182	3.182	
Diferimento de Reposição na RTP	109.557		(108.334)	(1.223)			
Implantação MCSPSE	13.877		(13.722)	(155)			
Angra		24.977	(4.427)	1.253	21.803	21.803	
Risco Hidrológico		114.037	(19.503)	1.526	96.060	96.060	
Financeiros Mercado Curto Prazo		69.175	(11.831)	926	58.270	58.270	
Competência	2.598	91.364			93.962	93.962	
Outros	5.247	59	(5.259)	9	56	56	
Total Ativos Financeiros Setoriais	392.433	910.210	(457.419)	77.445	922.669	922.669	
Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2016	Constituição	Amortização	Atualização	Saldo em 31/12/2017	Circulante	Não Circulante
CVA Passiva	131.111	191.387	(107.292)	19.514	234.720	234.720	
Aquisição de Energia – (CVAenergia)	59.742	4.420	(63.625)	3.174	3.711	3.711	
Proinfa	443	3.161	(666)	302	3.240	3.240	
Encargos de Serviços de Sistema – ESS	32.991	138.315	(30.633)	12.508	153.181	153.181	
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE	37.935	45.491	(12.368)	3.530	74.588	74.588	
Demais Passivos Financeiros Setoriais	165.980	242.610	(94.284)	26.834	341.140	341.141	
Sobrecontratação de Energia	65.235	22.428		8.685	96.348	96.348	
Exposição Submercados		364	(62)	5	307	307	
Devoluções Tarifárias UD/ER	11.820	18.831		1.912	32.563		32.563
Reversão Financeiro Postergação	21.287		(21.049)	(238)			
Baixa Renda		8.400	(4.174)	16.334	20.560	20.560	
Reversão Financeira MCP		69.175			69.175	69.175	
Risco Hidrológico		114.037			114.037	114.037	
Outros	67.638	9.375	(68.999)	136	8.150	8.150	
Total Passivos Financeiros Setoriais	297.091	433.997	(201.576)	46.348	575.860	543.297	32.563

De acordo com o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 066/1999, celebrado em 9 de dezembro de 2015, o Reajuste Tarifário Anual passa a ocorrer em 22 de outubro e tem como objetivo, restabelecer o poder de compra da receita por meio das tarifas praticadas pela concessionária.

A receita da concessionária de distribuição é composta por duas parcelas: a “Parcela A”, representada pelos custos não-gerenciáveis da Companhia (encargos setoriais, encargos de transmissão e compra de energia para revenda); e a “Parcela B”, que agrega os custos gerenciáveis (despesas com operação e manutenção; e despesas de capital, dentre outras). No Reajuste Tarifário Anual, a Parcela A é totalmente recomposta de acordo com os custos vigentes naquele momento, enquanto a Parcela B é simplesmente atualizada pelo IGP-M – Fator X.

Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem aos valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, devidamente comprovados pela distribuidora.

A CVA – Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A”, foi criada por meio da Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25, de 24 de janeiro de 2002 (PI nº 25). Tem por objetivo, registrar as variações observadas entre os gastos efetivamente incorridos e estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Seus valores são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

Os custos da “Parcela A” cobertos pela CVA são os seguintes:

I. Custo com Compra de Energia – tem por objetivo registrar as diferenças incorridas entre o custo efetivo da compra de energia para atendimento do mercado da distribuidora e o custo tarifário homologado pela ANEEL no último reajuste tarifário.

II. Custos com Conexão e Uso dos Sistemas de Distribuição e/ou Transmissão – nesse grupo encontra-se cobertura para os seguintes custos:

a) Custos de Rede Básica – referem-se aos valores pagos pelas concessionárias de distribuição às transmissoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Transmissão – CUST celebrado com o Operador Nacional do Sistema – ONS, para acesso à rede de transmissão do sistema interligado.

b) Custo de Conexão – refere-se ao uso exclusivo, pelas distribuidoras, das demais instalações de transmissão não integrantes da rede básica e pertencentes às transmissoras, para conexão às instalações da rede básica de transmissão. Os valores desse custo são estabelecidos pela ANEEL e têm reajuste anual concatenado com a data de reajuste das tarifas de fornecimento das distribuidoras.

c) Transporte da Energia Elétrica proveniente de Itaipu Binacional – refere-se ao custo de transmissão da quota parte de energia elétrica adquirida daquela geradora pela concessionária.

d) Custo relativo ao Uso de Sistema de Distribuição – refere-se aos valores pagos pelas concessionárias a outras distribuidoras, conforme Contrato de Uso do Sistema de Distribuição – CUSD celebrado entre as partes, para acesso à rede de distribuição.

III. Encargos Setoriais – os encargos setoriais são definidos em legislação própria, têm destinação específica e resultam de políticas de Governo para o setor elétrico nacional. Logo, a ANEEL não tem competência para criar ou extinguir encargos setoriais e os mesmos não representam ganhos de receita para a concessionária que recolhe os valores e os repassa aos gestores dos recursos. Na revisão tarifária, os Encargos Setoriais considerados são os seguintes:

a) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE – foi criada pela Lei nº 10.438/2002 e alterada pela Lei nº 12.783/2013, tem a finalidade de prover recursos para: i) universalização; ii) subvenção à subclasse residencial baixa renda; iii) Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; iv) amortização de operações financeiras vinculadas à reversão de ativos ao final das concessões; v) a competitividade da energia produzida a partir de fonte eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral.

b) Taxa de Fiscalização de Serviços de Energia Elétrica – TFSEE – foi instituída pela Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, posteriormente alterada pela Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013. Esta última reduziu o valor da TFSEE de 0,5% para 0,4% do benefício econômico anual auferido pela concessionária. O valor anual da TFSEE é estabelecido pela ANEEL com a finalidade de constituir sua receita e destina-se à cobertura do custeio de suas atividades.

c) Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA – tem como objetivo aumentar a participação de fontes alternativas renováveis na produção de energia elétrica (energia eólica, biomassa e pequena central hidrelétrica). O custeio do PROINFA é estabelecido em conformidade com o Plano Anual do PROINFA – PAP, elaborado pela ELETROBRÁS, conforme o disposto no art. 12 do Decreto nº 5.025/2004. Suas quotas são determinadas em função do mercado relativo aos consumidores cativos, livres e autoprodutores (caso o consumo seja maior que a geração própria) de cada distribuidora, conforme estabelece a Resolução Normativa ANEEL nº 127/2004.

d) Encargo de Serviços do Sistema – ESS – foi estabelecido pelo Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, representa um encargo destinado à cobertura dos custos dos serviços do sistema, inclusive os serviços auxiliares, prestados aos usuários do Sistema Interligado Nacional – SIN.

e) Encargo de Energia de Reserva – EER – previsto no Decreto nº 6.353, de 16 de janeiro de 2008, representa todos os custos decorrentes da contratação da energia de reserva, entendida como aquela destinada a aumentar a segurança no fornecimento de energia elétrica ao Sistema Interligado Nacional – SIN. Tais custos são provenientes de usinas especialmente contratadas mediante leilões para este fim. Inclui os custos administrativos, financeiros e tributários, que são rateados entre os usuários finais de energia elétrica do SIN.

f) Pesquisa e Desenvolvimento Energético – P&D – foi criado pela Lei nº 9.991, de 24 de julho de 2000, que estabelece que as concessionárias e permissionárias de serviços públicos de distribuição de energia elétrica ficam obrigadas a aplicar anualmente o montante de, no mínimo, 0,75% de sua receita operacional líquida em pesquisa e desenvolvimento do setor elétrico e, no mínimo, 0,25% em programas de eficiência energética no uso final, conforme determinam a Resolução ANEEL nº 271/2000 e a Resolução Normativa ANEEL nº 316/2008.

IV. Sobrecontratação – o Decreto nº 7.945 determina que no repasse dos custos de aquisição de energia elétrica às tarifas dos consumidores finais, a ANEEL deverá considerar até 105% (cento e cinco por cento) do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento do agente de distribuição.

V. Demais itens financeiros:

a) Recuperação de Receita Diferida no IRT 2014: por determinação contida no art. 13 da Resolução Homologatória nº 1.937, de 25 de agosto de 2015, que homologou o resultado do reajuste tarifário de 2015, a receita tarifária reduzida no reajuste de 2014 retorna às tarifas, com atualização pelo IGP-M.

b) Reversão Financeira Pela Postergação da Data Contratual: em consequência da prorrogação do Contrato de Concessão, com alteração de data de aniversário contratual de 26 de agosto para 22 de outubro, foi efetuada a reversão da parcela da receita correspondente aos componentes financeiros faturados nesse período adicional de vigência das tarifas homologadas no ano anterior.

Destaca-se o aumento significativo da constituição de CVA em processamento no período, em função do descasamento financeiro entre a cobertura tarifária e os custos incorridos de energia decorrentes do aumento dos custos liquidados no Mercado de Curto Prazo – MCP, em especial, no segundo semestre de 2017.

9. DEMAIS CRÉDITOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Serviços em Curso (a)			24.838	28.386
Repactuação do Risco Hidrológico			16.922	19.057
Aportes da CDE – Decreto nº 7.945/2013 (b)			7.029	50.953
Desativações em Curso (c)			2.588	8.987
Previdência Privada dos Empregados			8.783	2.157
Dividendo/JSCP a Receber	8.795	7.518	7.717	8.586
Despesas Pagas Antecipadamente			8.411	4.194
Crédito com Empregados	82	5	5.812	6.422
Outros Créditos		2	2.795	6.024
Total	8.877	11.611	84.895	134.766
Circulante	8.877	7.525	69.728	117.477
Não Circulante		4.086	15.167	17.289

- a) Os serviços em curso são referentes aos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética os quais, após seus termos, são compensados com o respectivo passivo registrado para este fim, conforme legislação regulatória.
- b) Refere-se à Diferença Mensal de Receita – DMR, no âmbito da aplicação da Tarifa Social de Energia Elétrica – TSEE às unidades consumidoras da subclasse residencial baixa renda; e à subvenção da CDE para custear descontos tarifários.
- c) Refere-se ao valor das desativações dos bens anteriormente registrado em serviço na CEB D, cujo valor dos itens, quando desativados, é classificado pelo seu valor residual nesta rubrica. Tais bens são classificados nesta conta até que sua destinação seja definida, conforme os critérios de desativação estabelecidos pelo Órgão Regulador.

10. DEPÓSITOS E BLOQUEIOS JUDICIAIS

Estão classificadas neste grupo as penhoras judiciais *on-line* efetuadas pelas instituições financeiras nas contas-correntes da Companhia Energética de Brasília – CEB e da controlada CEB D, em atendimento ao convênio de cooperação entre o Tribunal Superior do Trabalho e o Banco Central do Brasil; e cauções referentes a leilões de energia. Também estão registrados os depósitos recursais que são oriundos das demandas judiciais.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Bloqueios Judiciais			6.390	5.921
Cauções	95	731	5.385	4.536
Depósitos Recursais	150	150	5.010	2.176
(-) Provisão Para Perdas de Depósitos Recursais e Bloqueios Judiciais			(6.390)	(5.921)
Total	245	881	10.395	6.712
Circulante	95	731	5.385	4.536
Não Circulante	150	150	5.010	2.176

11. ATIVO FINANCEIRO INDENIZÁVEL

Os ativos da concessão (ativo financeiro indenizável e intangível da concessão) são remunerados por meio do WACC regulatório, que consiste nos juros remuneratórios incluídos na tarifa cobrada dos clientes da CEB D e seu montante está incluído na composição da receita de tarifa faturada aos consumidores e recebida mensalmente.

O ativo financeiro da concessão corresponde à parcela estimada dos investimentos realizados na infraestrutura do serviço público que não será totalmente depreciada até o final da concessão. A concessionária possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente, a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Os ativos financeiros relacionados ao contrato da concessão são classificados como disponíveis para venda e nos exercícios apresentados, foram valorizados com base na BRR – Base de Remuneração Regulatória, conceito de valor de reposição, que é o critério utilizado pela ANEEL para determinar a tarifa de energia das distribuidoras.

De acordo, ainda, com o pronunciamento técnico CPC 38, as alterações resultantes de mudanças nas condições de mercado (variações em taxas de juros) são registradas no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes. Por não existir um mercado ativo para negociação deste ativo financeiro, a Companhia mensura seu valor justo utilizando os mesmos componentes da taxa de remuneração regulatória estabelecida pela ANEEL (WACC Regulatório). Caso a concessionária verifique uma mudança no WACC regulatório durante os períodos de revisão tarifária, essa nova taxa de juros é utilizada para trazer a valor presente os fluxos de caixa estimados. A CEB D entende que esta metodologia é a que melhor reflete o valor justo na visão dos participantes do mercado, uma vez que a taxa de retorno estabelecida pela ANEEL leva em consideração, além das taxas livres de riscos, os demais riscos inerentes ao setor.

Portanto, os ajustes decorrentes da diferença entre o WACC de mercado e o WACC regulatório são reconhecidos no patrimônio líquido. Não há saldo registrado em outros resultados abrangentes, uma vez que a Companhia concluiu que naquela data não ocorreu diferença entre essas taxas na data-base destas demonstrações contábeis.

A movimentação do saldo referente ao ativo financeiro indenizável (concessão) para o período de doze meses, mostrada no quadro seguinte:

	Consolidado
Saldos em 31 de dezembro de 2015	95.372
Adições	3.886
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR	29.931
Saldos em 31 de dezembro de 2016	129.189
Adições	4.193
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR	7.474
Saldos em 31 de dezembro de 2017	140.856

O valor recuperável destes ativos supera seu valor contábil e, portanto, não há perdas por desvalorização a serem reconhecidas. Não houve indícios de perda no valor recuperável desses ativos na data das demonstrações financeiras.

12. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016
Principal – Banco <i>Credit Suisse</i> (a)	6.000	6.000
Rentabilidade – Banco <i>Credit Suisse</i> (a)	414	414
Principal – Banco Panamericano – CDB 006026GS (b)	219	219
Títulos Mobiliários	1.137	1.134
Total	7.770	7.767
Não Circulante	7.770	7.767

(a) Conforme Contrato de Cessão Fiduciária, formalizado entre a CEB Distribuição S.A. e o *Credit Suisse*, ficou estabelecido que fosse constituída reserva para garantir o pagamento da Remuneração de Descontinuidade por meio de certificados de depósito bancário, no montante de emissão equivalente a R\$ 6.000. Este valor está mantido em aplicação financeira com renda fixa – CDB, no *Credit Suisse*, cuja rentabilidade está afixada em 100% do CDI, com regaste mensal da rentabilidade apurada; e

(b) A CEB Participações S.A. juntamente com os demais participantes do extinto Fundo de Investimento em Participação Corumbá – FIP possuem aplicação financeira em fundo de investimento do Banco Panamericano, CDB 006026GS, cujo montante total, em 31 de dezembro de 2015, é de R\$ 391. A participação da Companhia neste fundo é de 5%, que representa um valor de R\$ 19. A remuneração deste fundo foi prefixada em 30,52% no período, conforme registro junto à CETIP. A intenção dos participantes do fundo é que a aplicação financeira seja resgatada somente por ocasião do seu vencimento, em 18 de dezembro de 2020.

13. ATIVO NÃO CIRCULANTE MANTIDO PARA VENDA

Imóveis	Localidade	Área	Consolidado	
			31/12/2017	31/12/2016
Terreno	QI 10 Lote 38 Setor Industrial – Taguatinga	10.500 m ²		897
Edificação	Edificações da QI 10 Lotes 25 a 38, Setor Industrial – Taguatinga	1.040 m ²		672
Terreno	SHD Lote B – Planaltina	260 m ²	238	238
Terreno	Área Especial Lote H Setor Norte – Brazlândia	1.750 m ²	928	928
Terreno	Área Especial Lote G Setor Norte – Brazlândia	1.750 m ²	928	928
Total			2.094	3.663

Os ativos estão reconhecidos pelo menor valor entre o contábil e o valor justo, menos as despesas de venda.

A CEB Distribuição S.A. fez duas tentativas de vendas de terrenos, mediante licitações, em 17 e 18 de agosto e 14 de outubro de 2015. Não compareceram proponentes, restando desertos os certames licitatórios. Desta forma, o terreno do Setor Noroeste retornou o seu registro para o grupo de propriedade para investimentos.

14. INVESTIMENTOS

14.1. COMPOSIÇÃO DOS INVESTIMENTOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
		Reapresentado		Reapresentado
Avaliados por Equivalência Patrimonial	655.818	647.849	318.375	325.408
Propriedade Para Investimento			276.117	274.545
Adiantamento Para Futuro Aumento de Capital	4.630	4.630	4.630	4.630
Outros	365	365	365	365
Total	660.813	652.844	599.487	604.948

14.2. INVESTIMENTOS AVALIADOS POR EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL

Investidas	Controladora						Valor Contábil	
	Capital Social Integralizado	Patrimônio Líquido	Participação no Capital Social (%)	Participação nas Ações Ordinárias (%)	Número de Ações Detidas Pela CEB		31/12/2017	31/12/2016 Reapresentado
CEB Distribuição S.A.	763.181	407.777	100,00	100,00	350.532.450		407.777	359.181
CEB Lajeado S.A.	112.283	273.889	59,93	59,93	82.013.911		73.097	99.669
Corumbá Concessões S.A.	171.516	157.091	45,20	9,30	256.009.911		74.266	71.331
Energética Corumbá III S.A.	121.586	172.200	37,50	25,00	45.594.783		62.309	64.010
CEB Participações S.A.	21.270	26.794	100,00	100,00	41.270.415		26.795	39.457
CEB Geração S.A.	7.575	11.444	100,00	100,00	7.575.212		11.445	14.035
Companhia Brasileira de Gás S.A.	5.721	766	17,00	51,00	30.600		129	166
Total							655.818	647.849

A diferença do investimento registrado na Companhia e o resultado da aplicação do percentual de 59,93% sobre o patrimônio líquido da CEB Lajeado S.A. é devido ao registro, no patrimônio líquido da Empresa, de partes beneficiárias no valor de R\$ 151.225, emitidas a favor da Eletrobrás S.A., que integrou a negociação da reestruturação societária da Investco S.A.. As partes beneficiárias deverão ser convertidas em ações preferenciais ao final do período de concessão.

Investidas	Consolidado						Valor Contábil	
	Capital Social Integralizado	Patrimônio Líquido	Participação no Capital Social (%)	Participação nas Ações Ordinárias (%)	Número de Ações Detidas Pela CEB e Controladas		31/12/2017	31/12/2016 Reapresentado
Corumbá Concessões S.A.	171.516	157.091	47,55	9,30	269.294.911		78.135	75.044
Investco S.A.	6.868	841.844	20,00	20,00	133.563.595		177.931	186.354
Energética Corumbá III S.A.	121.586	172.200	37,50	25,00	45.594.783		62.309	64.010
Total							318.375	325.408

14.2.1. Informações financeiras resumidas

Investidas	31/12/2017			31/12/2016		
	Ativos	Passivos	Receita Líquida	Ativos	Passivos	Receita Líquida
CEB Distribuição S.A.	3.068.580	2.660.803	2.656.502	2.543.248	2.184.067	2.057.006
Corumbá Concessões S.A.	683.631	519.360	184.305	717.193	559.420	170.328
CEB Lajeado S.A.	317.073	43.184	126.900	369.830	36.453	118.756
Energética Corumbá III S.A.	231.102	64.815	42.817	231.747	61.055	39.228
CEB Participações S.A.	29.991	3.196	16.209	40.664	1.207	16.407
CEB Geração S.A.	13.759	2.316	14.718	17.930	3.895	15.101
Companhia Brasileira de Gás S.A.	1.085	319	2.834	1.252	273	3.679

14.2.2. Resultado dos investimentos avaliados por equivalência patrimonial

Investidas	Controladora			
	31/12/2017		31/12/2016 Reapresentado	
	Lucro Líquido / (Prejuízo) do Período	Resultado de Equivalência Patrimonial	Lucro Líquido / (Prejuízo) do Período	Resultado de Equivalência Patrimonial
CEB Distribuição S.A.	48.409	48.409	50.271	50.271
CEB Lajeado S.A.	45.675	25.172	35.283	17.561
Energética Corumbá III S.A.	14.469	5.375	12.918	4.783
CEB Geração S.A.	6.571	6.571	8.324	8.324
Corumbá Concessões S.A.	7.179	3.246	4.764	2.154
CEB Participações S.A.	8.293	8.293	10.187	10.187
Companhia Brasileira de Gás S.A.	(513)	(87)	(464)	(79)
Total	130.083	96.979	121.283	93.201

O cálculo da equivalência patrimonial sobre o resultado do exercício da CEB Lajeado S.A. é realizado aplicando o percentual de 55,923% sobre o resultado obtido no exercício. Este percentual é fruto do acordo de acionistas, que garantiu à Eletrobrás S.A. rendimentos equivalentes a 49,67% do resultado de cada exercício. O percentual de 49,67% inclui o percentual de participação societária de 44,077% e 10% de partes beneficiárias.

14.2.3. Movimentação dos investimentos avaliados por equivalência patrimonial

Investidas	Controladora							Total
	CEB Distribuição S.A.	CEB Lajeado S.A.	Corumbá Concessões S.A.	Energética Corumbá III S.A.	CEB Participações S.A.	CEB Geração S.A.	Companhia Brasileira de Gás S.A.	
Saldo em 31 de dezembro de 2015 (Reapresentado)	308.875	112.115	70.697	58.429	43.813	13.604	160	607.693
Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio		(30.006)	(205)		(6.444)	(7.893)		(44.548)
Resultado de Equivalência Patrimonial	50.271	17.563	2.152	4.783	10.187	8.324	(79)	93.201
Aporte/Adiantamento Para Futuro Aumento de Capital – AFAC	43.079						85	43.164
Equivalência Patrimonial Reflexa – PL de Controladas e Coligadas	(43.044)	(3)	(1.313)	736	2.398			(41.226)
Ganho na Variação de Percentual				62				62
Perda na Variação de Percentual					(497)			(497)
Redução de Capital					(10.000)			(10.000)
Saldo em 31 de dezembro de 2016 (Reapresentado)	359.181	99.669	71.331	64.010	39.457	14.035	166	647.849
Resultado de Equivalência Patrimonial	48.409	25.172	3.246	5.375	8.293	6.571	(87)	96.979
Aporte/Adiantamento Para Futuro Aumento de Capital – AFAC	123.570						50	123.620
Equivalência Patrimonial Reflexa – PL de Controladas e Coligadas	(123.383)							(123.383)
Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio		(31.743)	(312)	(7.076)	(10.955)	(9.161)		(59.247)
Redução de Capital		(20.000)			(10.000)			(30.000)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	407.777	73.098	74.265	62.309	26.795	11.445	129	655.818

Investidas	Consolidado			Total
	Investco S.A.	Corumbá Concessões S.A.	Energética Corumbá III S.A.	
Saldo em 31 de dezembro de 2015 (Reapresentado)	204.392	74.366	58.429	337.187
Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio	(37.542)	(215)		(37.757)
Resultado de Equivalência Patrimonial	19.510	2.266	4.783	26.559
Equivalência Patrimonial Reflexa – PL de Controladas e Coligadas	(6)	(1.373)	736	(643)
Ganho na Variação de Percentual			62	62
Saldo em 31 de dezembro de 2016 (Reapresentado)	186.354	75.044	64.010	325.408
Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio	(17.986)	(323)	(7.076)	(25.385)
Resultado de Equivalência Patrimonial	9.563	3.414	5.375	18.352
Saldo em 31 de dezembro de 2017	177.931	78.135	62.309	318.375

14.3. ADIANTAMENTO PARA FUTURO AUMENTO DE CAPITAL – AFAC

A Companhia também possui AFAC registrado nas investidas Corumbá Concessões S.A. (R\$ 3.230) e BSB Energética S.A. (R\$ 1.400).

14.4. PROPRIEDADE PARA INVESTIMENTO

Em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2013, a controlada CEB D transferiu os bens que estavam registrados na rubrica de ativo não circulante mantidos para venda, para a rubrica de propriedade para investimento. No primeiro evento, foi contemplado o imóvel localizado no Setor Noroeste SAI Norte PR I55/1/DF e, no segundo, os demais bens, em atendimento ao Pronunciamento Técnico que determina que em caso de não realização da venda do ativo no prazo de 1 ano, este deve ser reclassificado para o imobilizado ou para o investimento, dependendo da intenção do destino a ser dado ao ativo pela Administração.

Em 2015, a Companhia, iniciou novos procedimentos licitatórios demonstrando a firme intenção de alienações de imóveis, razão pela qual, o terreno localizado no Setor Noroeste, bem como outros imóveis foram transferidos para a rubrica de ativo não circulante mantido para venda (Nota Explicativa nº 13), porém, até o fim do exercício de 2016, não houve sucesso na venda do terreno localizado no Noroeste e, conseqüentemente, o imóvel retornou para o grupo de propriedade para investimento, conforme determina o pronunciamento técnico.

Os bens registrados em propriedade para investimento são avaliados pelo custo.

O valor justo dos bens foi obtido por meio de laudos emitidos por firmas especializadas e a Companhia entende que estes valores avaliados estão de acordo com as expectativas de mercado.

Imóveis	Localidade	Tamanho	Consolidado			
			Valor Contábil		Valor Justo	Data da Avaliação
			31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	
Terreno	Setor Noroeste – Plano Piloto	284.160 m ²	274.400	274.400	282.546	Set/17
Terreno	Setor Residencial de Indústria e Abastecimento (SRIA) QE 20, Lote M – Guará	1.200 m ²	20	20	2.127	Set/17
Terreno	Setor de Habitações Individuais Sul, Quadra Interna 13, Lote “G” – Lago Sul	1.600 m ²	125	125	1.994	Set/17
Terreno	QI 10 lotes 25 a 38/DF	10.500 m ²	898		13.273	Set/17
Edificações	Edificações da QI 10 lotes 25 a 38/DF	1.040 m ²	674		2.464	Set/17
Total			276.117	274.545		

14.5. PARTICIPAÇÃO DOS ACIONISTAS NÃO CONTROLADORES

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da Companhia é de R\$ 201.429 (R\$ 219.218 – 2016 – Reapresentado), dos quais, R\$ 200.793 são atribuíveis aos acionistas não controladores da CEB Lajeado S.A. e R\$ 636 são atribuíveis aos acionistas não controladores da Companhia Brasileira de Gás.

14.6. RESULTADO DE EQUIVALÊNCIA PATRIMONIAL – CONSOLIDADO

O valor apresentado nas demonstrações do resultado consolidado refere-se ao registro da equivalência patrimonial calculada sobre os resultados apurados das coligadas.

15. IMOBILIZADO

15.1. MOVIMENTAÇÃO

Eventos	Controladora					
	Imobilizado em Serviço					Total
	Terrenos	Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Veículos	Móveis e Utensílios	
Custo do Imobilizado						
Saldo em 31 de dezembro de 2015	13.130	2.463	322		369	16.284
Adições			71			71
Baixas					(35)	(35)
Transferências	(2.094)					(2.094)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	11.036	2.463	393		334	14.226
Adições		1	24		8	33
Baixas			(91)		(100)	-191
Saldo em 31 de dezembro de 2017	11.036	2.464	326		242	14.068
Depreciação Acumulada						
Saldo em 31 de dezembro de 2015		(346)	(191)		(256)	(793)
Depreciação		(100)	(29)		(17)	(146)
Baixas					26	26
Saldo em 31 de dezembro de 2016		(446)	(220)		(247)	(913)
Depreciação		(96)	(33)		(61)	(190)
Baixas			85		86	171
Saldo em 31 de dezembro de 2017		(542)	(168)		(222)	(932)
Imobilizado Líquido – 31/12/2017	11.036	1.922	158		20	13.136
Imobilizado Líquido – 31/12/2016	11.036	2.017	173		87	13.313
Taxas Anuais de Depreciação		2,0% a 4,0%	3,3% a 6,7%	20%	10%	

Eventos	Consolidado								
	Imobilizado em Serviço							Imobilizado em Curso	Total
	Terrenos	Reservatórios, Barragens e Adutoras	Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Veículos	Móveis e Utensílios	Outros		
Custo do Imobilizado									
Saldo em 31 de dezembro de 2015	14.097	13.828	21.883	45.666	19.235	9.454	107	45.907	170.177
Adições		380	40	1.026	4.741	145		37.954	44.286
Baixas		(688)	(537)			(39)		(29.523)	(30.787)
Ajuste de Inventário				699	7				706
Transferências	(2.094)							9	(2.085)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	12.003	13.520	21.386	47.391	23.983	9.560	107	54.347	182.297
Adições	1.959	7	526	489		8		26.492	29.481
Baixas				(317)					(317)
Transferências	(18)		(814)	490		(100)		(37.477)	(37.919)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	13.944	13.527	21.098	48.053	23.983	9.468	107	43.362	173.542
Depreciação Acumulada									
Saldo em 31 de dezembro de 2015		(4.097)	(10.588)	(31.072)	(10.874)	(4.296)	(97)		(61.024)
Depreciação		(298)	(581)	(1.586)	(2.196)	(512)			(5.173)
Baixas						26			26
Transferências		205	2.156	(477)	(8)	12			1.888
Saldo em 31 de dezembro de 2016		(4.190)	(9.013)	(33.135)	(13.078)	(4.770)	(97)		(64.283)
Depreciação		(290)	(542)	(1.404)	(2.703)	(559)			(5.498)
Baixas				5		86			91
Outros			3	211					214
Saldo em 31 de dezembro de 2017		(4.480)	(9.552)	(34.323)	(15.781)	(5.243)	(97)		(69.476)
Imobilizado Líquido - 31/12/2017	13.944	9.047	11.546	13.730	8.202	4.225	10	43.362	104.066
Imobilizado Líquido - 31/12/2016	12.003	9.330	12.373	14.256	10.905	4.790	10	54.347	118.014

Não houve indícios de perdas ao valor recuperável dos ativos do Grupo na data das demonstrações financeiras.

15.2. VALORES OFERECIDOS EM GARANTIAS

A Companhia ofereceu os terrenos localizados no Setor Norte, A-E 1N, Lotes G e H – Brazlândia-DF, em garantia de litígios fiscais junto à Receita Federal de Brasil. Os terrenos estão avaliados conforme laudo pelo valor total de R\$ 2.215.

16. INTANGÍVEL

Eventos	Controladora		
	Software (Em curso)	Direito de Uso de Software	Total
Custo do Intangível			
Saldo em 31 de dezembro de 2016		83	83
Adições	2.620		2.620
Saldo em 31 de dezembro de 2017	2.620	83	2.703
Amortização Acumulada			
Saldo em 31 de dezembro de 2016		(37)	(37)
Amortizações		(16)	(16)
Saldo em 31 de dezembro de 2017		(53)	(53)
Intangível Líquido - 31/12/2017	2.620	30	2.650
Intangível Líquido - 31/12/2016		46	46

Eventos	Consolidado					Total
	Direito de Uso da Concessão		Outros Intangíveis			
	Em Serviço	Em Curso	Em Serviço	Em Curso	Direito de Exploração da Concessão	
Custo do Intangível						
Saldo em 31 de dezembro de 2015	1.171.534	2.495	60.151	20.621	158.946	1.413.747
Adições	1.224	53.889	55	19.846		75.014
Transferências	30.325	(34.452)	40.467	(40.467)		(4.127)
Baixas	(2.307)					(2.307)
Obrigações Especiais	(172.822)	110.358				(62.464)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.027.954	132.290	100.673		158.946	1.419.863
Adições	65.455	76.549	4.137			146.141
Transferência		(67.027)				(67.027)
Baixas			(6)			(6)
Obrigações Especiais	829	(7.285)				(6.456)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	1.094.238	134.527	104.804		158.946	1.492.515
Amortização Acumulada						
Saldo em 31 de dezembro de 2015	(273.883)		(52.581)		(58.869)	(385.333)
Amortizações	(43.016)		(2.670)		(5.888)	(51.574)
Transferências						
Saldo em 31 de dezembro de 2016	(316.899)		(55.251)		(64.757)	(436.907)
Amortizações	(62.864)		(11.116)		(5.887)	(79.867)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	(379.763)		(66.367)		(70.644)	(516.774)
Intangível Líquido - 31/12/2017	714.475	134.527	38.437		88.302	975.741
Intangível Líquido - 31/12/2016	711.055	132.290	45.422		94.189	982.956

Não houve indícios de perdas no valor recuperável desses ativos até a data de emissão destas demonstrações financeiras.

A ANEEL é responsável por estabelecer a vida útil econômica estimada de cada bem integrante da infraestrutura de distribuição, para efeitos de determinação da tarifa, bem como para apuração do valor da indenização no vencimento da concessão. Essa estimativa é revisada periodicamente e aceita pelo mercado como adequada para efeitos contábeis e regulatórios.

A Administração entende que a amortização do direito de uso da concessão deve respeitar o retorno esperado de cada bem da infraestrutura da concessão, via tarifa. Assim sendo, o intangível é amortizado pelo prazo esperado desse retorno, limitado ao prazo de vencimento da concessão.

O valor contábil de cada bem que ultrapassa o prazo do vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro-ativo indenizável (concessão).

16.1. DIREITO DE EXPLORAÇÃO DE CONCESSÃO DE GERAÇÃO

A Controladora consolida a empresa CEB Lajeado S.A., detentora do direito de exploração de concessão da Usina Luis Eduardo Magalhães, que integra a operação de geração da Investco S.A.. Esse direito se trata de uma operação de reestruturação societária que foi decorrente do contrato de venda e compra de ações entre a Investco S.A. e seus acionistas. Este Instrumento estabelece para a CEB Lajeado S.A. o valor de compra de 20% (conforme sua participação ordinária) das ações preferenciais classe R, nominativas, sem valor nominal, de emissão da Investco S.A., totalizando 46.890.423 ações, por R\$ 213.452, que também representa 20% da dívida da Investco S.A. com a Eletrobrás. Do total de R\$ 213.452, R\$ 54.506 representam o valor patrimonial das ações detidas na Investco S.A. pela Eletrobrás em 30 de novembro de 2005, data da última correção da dívida.

Com a efetivação do negócio, foi reconhecido um ágio no valor de R\$ 158.946, que foi fundamentado como direito de exploração de concessão. Este direito de exploração de concessão será amortizado até o ano de 2032, que representa o fim da concessão, em conformidade com o disposto no art. 1, § 2º, alínea b da Instrução CVM nº 285, de 31 de julho de 1998. O total do ágio, R\$ 158.946 mil, a ser amortizado por 27 anos (a partir de janeiro de 2006 até dezembro de 2032), resulta em R\$ 5.887 mil de amortização ao ano.

Em dezembro de 2017, a controlada CEB Lajeado S.A. realizou o teste de perda por redução no valor recuperável do direito de exploração da concessão. A base para realização do teste de recuperabilidade foi o fluxo de caixa descontado, que resultou em um valor presente de fluxo de caixa descontado de R\$ 530.905. Este montante, quando comparado com o valor contábil do investimento avaliado pelo método de equivalência patrimonial, acrescido do valor contábil do direito de exploração da concessão, no montante de R\$ 241.685, não apresentou indicação de perda por redução no valor recuperável. A taxa de desconto usada foi de 9,63%, e tal utilização deveu-se ao fato de a Empresa não possuir dívida bancária. O fluxo de caixa livre foi realizado sob a ótica do acionista e foi utilizado o custo de capital próprio real depois dos impostos. A mencionada taxa foi divulgada pela ANEEL nos Procedimentos de Regulação Tarifária – Prorot, submódulo 12.3 – Custo de Capital da Geração. O período contemplado para elaboração dos fluxos de caixa foi até o fim da concessão, ou seja, o ano de 2032.

Os saldos em 31 de dezembro de 2017 e de 2016 podem ser assim mostrados:

	31/12/2017	31/12/2016
Ágio	158.946	158.946
Amortização Acumulada	(70.644)	(64.757)
Saldo Líquido	88.302	94.189

17. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Suprimento de Energia Elétrica			319.782	156.303
Materiais e Serviços	8.795	3.251	43.727	49.401
Encargos de Uso de Rede Elétrica			39.853	13.304
Fornecedores de Gás			240	187
Total	8.795	3.251	403.602	219.195
Circulante	8.795	3.251	403.602	219.195

17.1. PARCELAMENTO ITAIPU BINACIONAL

Em junho de 2015, a CEB D possuía um passivo de USD 43.267, referente a faturas pendentes de pagamento da Energia do Repasse de Itaipu inadimplidas até a data de 28 de fevereiro de 2015. Após negociação com a Eletrobrás, em 15 de julho de 2015 foi efetuado o pagamento de USD 21.448, o correspondente a R\$ 67.220.

O saldo remanescente de USD 21.819 foi negociado em 24 parcelas mensais, iguais e sucessivas, com vencimento todo o dia 30 de cada mês, devendo o primeiro pagamento ser efetuado a partir da data de eficácia do contrato. Sobre o saldo devedor incidirão juros remuneratórios de 1% ao mês, calculados *pro rata die*.

No terceiro trimestre de 2017, o saldo devedor do parcelamento foi quitado (USD 7.752 – 2016).

17.2. ENERGIA ELÉTRICA DE CURTO PRAZO

Entre dezembro de 2016 e dezembro de 2017, o saldo de Suprimento de Energia Elétrica oscilou de R\$ 156.303 para R\$ 319.782. O aumento ocorreu, em especial, no segundo semestre de 2017, em virtude da inadimplência no Mercado de Curto Prazo – MCP, resultante do aumento do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, que refletiu em custos acima da cobertura tarifária. Isso resultou no descasamento entre a receita auferida, destinada aos custos de Parcela A, e os custos efetivamente incorridos, pressionando o fluxo de caixa da Companhia.

18. OBRIGAÇÕES TRIBUTÁRIAS

18.1. RESUMO DAS OBRIGAÇÕES TRIBUTÁRIAS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Imposto de Renda Pessoa Jurídica e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido	100.849	97.611	284.514	190.785
Outros Tributos	1.909	1.003	212.664	212.075
Total	102.758	98.614	497.178	402.860
Circulante	5.488	1.344	198.161	224.115
Não Circulante	97.270	97.270	299.017	178.745

18.1.1. Imposto de renda pessoa jurídica e contribuição social sobre o lucro líquido

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ	71.522	71.522	209.076	140.666
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL	26.089	26.089	75.438	50.119
Total	97.611	97.611	284.514	190.785
Circulante	341	341	20.589	21.952
Não Circulante	97.270	97.270	263.925	168.833

O imposto de renda e a contribuição social do exercício corrente são calculados com base nas alíquotas de 15%, acrescida de 10% sobre o lucro tributável que exceder a R\$ 240 para o imposto de renda, e de 9% sobre o lucro tributável para a contribuição social. Também é considerada a compensação de prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social, limitada a 30% do lucro real. A opção de tributação da Companhia e suas controladas CEB Distribuição S.A. e CEB Lajeado S.A. é o lucro real anual com antecipações mensais. As demais controladas optaram pelo regime de tributação pelo lucro presumido.

O quadro seguinte detalha a apuração do IRPJ e da CSLL:

	Controladora				Consolidado			
	IRPJ		CSLL		IRPJ		CSLL	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Resultado Antes dos Tributos Sobre o Lucro	161.293	86.373	161.293	86.373	377.479	168.457	377.479	168.457
Resultado das Empresas Tributadas Pelo Lucro Presumido					(15.192)	(37.687)	(15.192)	(37.687)
Total do Resultado Tributável	161.293	86.373	161.293	86.373	362.287	130.770	362.287	130.770
Equivalência Patrimonial	(96.980)	(95.370)	(96.980)	(95.370)	(108.749)	118.759	(108.749)	118.759
Adições/Exclusões Permanentes	(39.721)	(74.746)	(39.721)	(74.746)	(12.656)	(104.108)	(12.279)	(104.108)
Adições/Exclusões Temporárias		91.710		91.710	(314.392)	117.737	(314.392)	117.737
Base de Cálculo Antes da Compensação do Prejuízo Fiscal	24.592	7.967	24.592	7.967	(73.510)	263.158	(73.133)	263.158
(-) Compensação Prejuízo Fiscal	(7.464)	(2.390)	(7.464)	(2.390)	(16.000)	(83.027)	(16.000)	(83.027)
Base de Cálculo	17.128	5.577	17.128	5.577	(89.510)	180.131	(89.133)	180.131
Alíquota Aplicável	25%	25%	9%	9%	25%	25%	9%	9%
Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente:	(4.236)	(1.370)	(1.567)	(501)	(4.236)	(1.371)	(1.567)	(501)
IRPJ/CSLL – Controladora e Controladas					(14.795)	(52.785)	(5.341)	(19.102)
IRPJ – Lucro Presumido					(1.158)	(1.269)	(575)	(593)
Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente	(4.236)	(1.371)	(1.567)	(501)	(20.189)	(55.425)	(7.483)	(20.196)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferido	(2.506)	22.137	(902)	7.969	(72.104)	89.635	(25.989)	19.748
Total do Imposto de Renda e Contribuição Social	(6.742)	20.766	(2.469)	7.468	(92.293)	34.210	(33.472)	(448)

(i) Passivo fiscal diferido

A Companhia reconheceu passivos fiscais diferidos relativos ao reconhecimento do custo atribuído dos terrenos (Nota Explicativa nº 13). Um dos imóveis avaliados foi capitalizado na controlada CEB D, como aporte de capital e está registrado como ativo não circulante mantido para venda. Outros eventos que geraram o reconhecimento de passivos fiscais diferidos foram: o ganho sobre o reconhecimento do VNR (Valor Novo de Reposição) do ativo financeiro indenizável; e sobre os ativos e passivos regulatórios, reconhecidos na CEB D de acordo com a OCPC 08. A realização dos passivos fiscais diferidos ocorrerá por ocasião da venda dos terrenos, pela realização do ativo financeiro indenizável e pela realização dos ativos e passivos regulatórios.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ	71.522	71.522	194.050	124.129
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL	25.748	25.748	69.875	44.704
Total	97.270	97.270	263.925	168.833
Não Circulante	97.270	97.270	263.925	168.833

18.1.2. Outros tributos

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços de Transportes Estaduais, Intermunicipais e de Comunicações – ICMS (a)			168.006	180.275
Contribuição Social Para Financiamento da Seguridade Social – COFINS	1.489	753	33.316	25.490
Programa de Integração Social – PIS	323	163	7.224	5.522
Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS	96	87	705	102
Outros			3.413	686
Total	1.908	1.003	212.664	212.075
Circulante	1.908	1.003	177.572	202.163
Não Circulante			35.092	9.912

(a) Em 25 de novembro de 2010, atendendo demanda da CEB Distribuição S.A., foi baixado o Decreto nº 32.514, que autorizou o adiamento em três meses do pagamento do ICMS de cada mês, a partir dos fatos geradores praticados em outubro daquele ano, estabelecendo o dia 20 como vencimento. Os valores postergados deveriam sofrer apenas atualização monetária por meio do Índice Nacional de Preços ao Consumidor – INPC, portanto, sem a incidência de juros e multas decorrentes das postergações.

Em 20 de dezembro de 2013, foi publicado o Decreto nº 34.990, que autorizou a mudança do vencimento do dia 20 para o penúltimo dia útil, mantendo o adiamento de três meses e a cobrança apenas da correção monetária.

Em 27 de agosto de 2014, foi publicado o Decreto nº 35.762, que alterou a redação do artigo 74 do Regulamento do ICMS, em relação ao seu vencimento, que passou a ser no penúltimo dia útil do mês subsequente.

19. CONTRIBUIÇÃO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

A Contribuição de Iluminação Pública – CIP foi instituída no Distrito Federal pela Lei Complementar nº 673, de 27 de dezembro de 2002, para custeio dos serviços de iluminação pública prestados aos contribuintes nas vias e logradouros públicos do Distrito Federal.

O custeio do serviço de iluminação pública compreende:

I – despesas com energia consumida pelos serviços de iluminação pública; e

II – despesas com administração, operações, manutenção, eficiência energética e ampliação do sistema de iluminação pública.

A cobrança da CIP é efetuada na fatura de consumo de energia elétrica e devida ao Governo do Distrito Federal (GDF), sendo o saldo não repassado atualizado pelo INPC.

Em 23 de dezembro de 2014, foi publicada a Lei nº 5.434 que estabeleceu medidas de apoio à CEB D, preparatórias à prorrogação do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia. Dentre as medidas adotadas foi autorizado o parcelamento, em 60 parcelas mensais e sucessivas, do saldo arrecadado e não repassado da CIP nos exercícios de 2013 e 2014, que serão corrigidos pelo INPC, a partir do segundo mês subsequente ao da sua arrecadação, até o mês de início do pagamento do parcelamento. Este saldo corresponde a R\$ 161.875 e as parcelas terão vencimento no 15º dia útil de cada mês.

Em 31 de dezembro de 2017, o montante a repassar ao GDF era de R\$ 121.624 e apresentava a seguinte movimentação:

	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2016	207.412
Faturamento Arrecadado	184.201
Faturamento Não Arrecadado	17.158
Atualização Monetária	(3.512)
Repasse ao Governo do Distrito Federal	(283.635)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	121.624
Circulante	79.130
Não Circulante	42.494

A movimentação do valor do parcelamento da CIP é apresentada no quadro a seguir:

	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2016	118.222
Amortização no Exercício	(38.788)
Atualização no Exercício	2.297
Saldo em 31 de dezembro de 2017	81.731
Circulante	39.237
Não Circulante	42.494

20. ENCARGOS REGULATÓRIOS

	Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016
Superavit de Baixa Renda (a)	74.036	140.322
Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética (b)	116.701	117.987
Encargos do Consumidor a Recolher (c)	79.041	166.002
Total	269.778	424.311
Circulante	101.030	202.102
Não Circulante	168.748	222.209

(a) Superavit de Baixa Renda

A aplicação da Tarifa Social de Baixa Renda, que causou impacto significativo nas receitas operacionais das concessionárias, foi instituída pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002. O Decreto nº 4.538, de 23 de dezembro de 2002, e a Lei nº 10.604, de 17 de dezembro de 2002, foram os instrumentos legais instituídos para regulamentar o processo de subvenção econômica, com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica dos consumidores finais integrantes da subclasse residencial.

O montante apurado refere-se ao valor a ser ressarcido aos consumidores em decorrência do processo de migração de determinados consumidores residenciais, anteriormente enquadrados na subclasse de baixa renda, para consumidores normais. O ressarcimento deve-se ao fato de as tarifas concedidas à Companhia já terem considerado o enquadramento anterior dos consumidores como de baixa renda.

Em função de argumentos apresentados pela CEB Distribuição S.A., a Superintendência de Fiscalização Financeira – SFF da ANEEL editou a Nota Técnica nº 167/2016-SFF/ANEEL, de 29 de setembro de 2016, em que conclui pela não desconformidade da Distribuidora no tratamento do passivo de baixa renda ao longo dos processos tarifários correspondentes. Destaca, inclusive, o fato do valor do passivo estar devidamente provisionado nas demonstrações financeiras da Empresa.

Não obstante, a SFF encaminhou o assunto para o pronunciamento das Superintendências de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD e de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE, orientando à CEB Distribuição S.A. que não baixasse o valor do passivo até a decisão final da Agência Reguladora.

Em 17 de outubro de 2017, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 2.316/2017, referente ao Reajuste Tarifário Anual de 2017 da CEB D. Foi decidida a compensação na tarifa do saldo remanescente do passivo em modicidade tarifária, atualizado pela Taxa Selic até 23 de dezembro de 2013, perfazendo o montante de R\$ 97.631, em quatro parcelas a serem diferidas nos próximos ciclos tarifários, sendo a primeira já no ano de 2017.

A Administração da Companhia continua questionando a obrigatoriedade desse passivo. Em 18 de março de 2018, a CEB Distribuição S.A. obteve liminar que deferiu, parcialmente, o efeito suspensivo ativo “para determinar à ANEEL que se abstenha de efetuar a cobrança relativa ao superávit de receita percebido pela CEB-DIS em decorrência dos critérios de delimitação da subclasse residencial baixa renda, referente aos períodos de maio de 2002 a outubro de 2004, julho de 2005 e agosto de 2008, bem como de abater, reverter e capturar tais valores na receita e nas tarifas da CEB-DIS”, até o julgamento do Agravo de Instrumento. Até a data de emissão da presente Demonstrações Financeiras, a Agência Reguladora ainda não havia se pronunciado.

Segue a movimentação do Superavit de Baixa Renda para o período:

	Consolidado
Saldo inicial em 31 de dezembro de 2016	140.322
Atualização no Período	11.278
Reversão de Atualização Monetária	(53.969)
Nota Técnica nº 308/2017 – STG ANEEL	97.631
Transferência Para Passivo Financeiro Setorial	(24.408)
Atualização	813
Saldo final em 31 de dezembro de 2017	74.036

(b) Obrigações de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e Programa de Eficiência Energética – PEE

A controlada CEB D, por ser uma distribuidora do segmento de energia elétrica, é obrigada a aplicar 1% de sua receita operacional líquida (ROL) em ações que tenham como objetivo o combate ao desperdício de energia elétrica e o desenvolvimento tecnológico do setor elétrico. A obrigatoriedade na aplicação desses recursos está prevista em lei e no contrato de concessão, cabendo à ANEEL regulamentar os investimentos nos programas, acompanhar a execução dos projetos e avaliar seus resultados. O montante de 1% é destinado aos Programas de Eficiência Energética – PEE; Pesquisa e Desenvolvimento – P&D; ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT; e ao Ministério de Minas e Energia – MME. A participação de cada um dos programas está definida pelas leis nº 10.848 e nº 11.465, de 15 de março de 2004 e 28 março de 2007, respectivamente.

A atualização das parcelas referentes ao PEE e ao P&D é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº 176, de 28 de novembro de 2005; nº 219, de 11 de abril de 2006; nº 300, de 12 de fevereiro de 2008; e nº 316, de 13 de maio de 2008, além do Ofício Circular nº 1.644/2009-SFF/ANEEL, de 28 dezembro de 2009.

Por meio da Resolução Normativa nº 233, de 24 de outubro de 2006, com validade a partir de 1º de janeiro de 2007, a ANEEL estabeleceu novos critérios para cálculo, aplicação e recolhimento dos recursos do PEE. Entre esses novos critérios, foram definidos os itens que compõem a base de cálculo das obrigações, ou seja, a receita operacional líquida e o cronograma de recolhimento ao FNDCT e ao MME.

	Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016
Programa de Eficiência Energética – PEE	73.227	80.077
Pesquisa e Desenvolvimento – P&D	41.587	36.747
Fundo Nacional Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT	1.663	955
Ministério de Minas e Energia – MME	224	208
Total	116.701	117.987

Visando o planejamento da aplicação dos valores acumulados no passivo da Distribuidora, o Plano de Negócio do Período de 2018 a 2022, aprovado pelo Conselho de Administração, prevê metas para a destinação de recursos para tal fim. Dessa forma, ao longo do mencionado horizonte de planejamento, a Empresa voltará a exibir valores compatíveis com a regulamentação vigente.

(c) Encargos do consumidor a recolher

	Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (i)	7.840	130.496
Taxa Fiscalização do Serviço Energia Elétrica	712	671
Demais Encargos Setoriais	70.489	34.835
Total	79.041	166.002

(i) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

Em 27 de fevereiro de 2015, a ANEEL publicou a Resolução Homologatória nº 1.857, que estabeleceu a Cota Anual da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, a ser repassada pela CEB Distribuição S.A. à Eletrobrás, em 2015, no montante de R\$ 391.473. Em 30 de setembro de 2016, os montantes devidos pela CEB Distribuição S.A. à Eletrobrás totalizaram R\$ 143.652. Os valores de CDE foram reconhecidos e homologados na Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, mediante à Resolução Homologatória nº 1.858, de 27 de fevereiro de 2015, para serem repassados aos consumidores de energia da CEB Distribuição S.A..

Em 2016, a CEB D e a Centrais Elétricas Brasileiras – Eletrobrás celebraram o Contrato ECF nº 3.298/2016, cujo objeto foi a repactuação de dívida com Fundo Setorial da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, reconhecendo o parcelamento de débitos no montante de R\$ 114.394. No entanto, atendendo ao previsto na Cláusula Décima Quinta do respectivo Contrato, a Eletrobrás e a CEB D iniciaram o processo para compensação deste débito com os créditos obtidos pela Distribuidora no montante de R\$ 79.636, registrados no grupo de Demais Créditos, relativos aos Descontos Tarifários, previstos na Resolução Homologatória ANEEL nº 2.161/2016 e aos relativos à Diferença Mensal de Receita – DMR, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 472/2012.

Após a respectiva compensação, o saldo remanescente da obrigação foi dividido em 4 parcelas, atualizadas mensalmente pela Taxa Selic, e foi quitado no fim de 2017.

A movimentação contábil da compensação efetuada está descrita conforme quadro seguinte:

	Consolidado
Saldo 31 de dezembro de 2016	130.496
Ajuste Financeiro do Encontro de Contas	126
Ativo Compensado	(79.636)
Pagamentos Realizados	(50.985)
CDE	7.839
Saldo em 31 de dezembro de 2017	7.840

21. DEBÊNTURES

Informações sobre as debêntures:

	Quantidade em Circulação	Remuneração a.a.	Taxa Efetiva a.a.	Condições de Amortização	Garantias
1ª Emissão – Série Única	1.300	CDI + 6,8%	CDI + 6,8%	Parcelas mensais a partir de junho de 2016.	Recebíveis + Alienação de Imóvel
2ª Emissão – Série Única	710	CDI + 6,8%	CDI + 6,8%	Parcelas mensais a partir de junho de 2017.	Recebíveis + Alienação de Imóvel

	2017			2016		
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Não Circulante	Total
Saldo Principal	64.630	62.774	127.404	51.440	130.152	181.592
Encargos	443		443	2.137		2.137
Custos da Emissão	(432)	(787)	(1.219)	(432)	(1.389)	(1.821)
Saldo Total	64.641	61.987	126.628	53.145	128.763	181.908

Em 14 de maio de 2015, por meio do Despacho nº 1.500, a ANEEL anuiu à emissão de debêntures no valor de R\$ 130.000 à CEB D. A controlada optou por operações simples não conversíveis em ações, com garantia real nos termos da Instrução CVM nº 476, de 16 de janeiro de 2009, e legislação aplicável.

Tais debêntures têm prazo de vencimento de 60 (sessenta) meses contados a partir da sua emissão, em 15 de junho de 2015, com vencimento em 15 de junho de 2020, observadas as hipóteses de vencimento antecipado; de resgate antecipado facultativo; e de amortizações extraordinárias facultativas. Os montantes provenientes desta emissão foram destinados, principalmente, para: (a) investimentos na infraestrutura de distribuição de energia; e (b) no cumprimento de obrigações setoriais.

Em 24 de novembro de 2015, mediante o Despacho nº 3.788, a ANEEL anuiu à segunda emissão de debêntures no valor de R\$ 120.000, igualmente para a CEB D, nos termos e condições aplicáveis à primeira emissão.

Em 15 de maio de 2016, a controlada realizou parcialmente a emissão das debêntures, perfazendo o montante de R\$ 71.000, nas mesmas condições de prazo e taxa da operação anterior, com vencimento em 15 de maio de 2021. Os recursos líquidos obtidos pela controlada foram destinados, principalmente, para: (a) cumprimento de obrigações junto a fornecedores; e (b) efetivação de obrigações setoriais.

As referidas debêntures, primeira e segunda emissão, possuem carência de 12 meses, contados da data de sua emissão para amortização do principal, bem como são remuneradas a 100% (cem por cento) da Taxa DI, capitalizada exponencialmente com sobretaxa (*spread*) de 6,80%, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis ao ano.

O saldo de debêntures registrado no passivo tem seus vencimentos assim programados:

	Consolidado
2018	64.641
2019	46.024
2020	15.963
Total	126.628

Condições restritivas: O Banco Credit Suisse possui cláusula de exclusividade para conduzir qualquer operação de emissão de novas debêntures a ser realizada pela CEB Distribuição S.A. durante a vigência do contrato.

21.1. MOVIMENTAÇÃO DAS DEBÊNTURES

	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2016	181.908
Encargos Incorridos	24.9568
Custo de Transação	603
Encargos Pagos	(26.606)
Amortização Principal	(53.877)
Deságio	(356)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	126.628
Circulante	64.641
Não Circulante	61.987

21.2. GARANTIAS NA EMISSÃO DAS DEBÊNTURES

Os pagamentos das obrigações contratuais das debêntures emitidas são garantidos pela cessão fiduciária de direitos creditórios, presentes e futuros, vincendos, provenientes de faturas de fornecimento de energia, no período compreendido entre a data da primeira integralização das debêntures até sua liquidação total e dos vencimentos das demais obrigações acessórias.

A primeira emissão de debêntures possui ainda como garantia a alienação fiduciária do imóvel localizado no Setor Noroeste SAI Norte PR 155/1/DF, atualmente classificado como ativo não circulante – Propriedade para Investimento, cujo valor de liquidação forçada foi equivalente a 150% do saldo principal das debêntures.

22. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Consolidado		Encargos
	31/12/2017	31/12/2016	
Eletrobrás	496	839	Juros entre 5% a 8% a.a. 1% a 2% de Tx. Adm. + Variação da UFIR/IGPM
Banco do Brasil S.A (Finame)	2.013	3.005	4,5% a.a. + TLP
Banco do Brasil S.A (FCO I a IV)	25.280	39.971	Juros de 10% a.a. de atualização pela TLP e Bônus de Adimplência de 15%.
Banco do Brasil S.A.		15	CDI + juros de 1,7% a.a.
Caixa Econômica Federal	65.107	88.207	140% do CDI CETIP (durante o período de utilização).
Caixa Econômica Federal/BNDES	30.799	35.959	4,5% a.a. + TLP
Caixa Econômica Federal/BNDES	12.771	13.204	4,5% a.a. + UMBNDES
Caixa Econômica Federal/BNDES	16.705	22.763	6% a.a
Banco Daycoval		5.185	0,5% a.m + CDI CETIP
Banco BCV	6.753	10.712	6,5% a.a + CDI CETIP
Banco BBM	80.023		4% a.a. + CDI
Banco FIBRA	60.425		4,5% a.a. + CDI
Banco SOFISA	20.077		4,5% a.a. + CDI
Banco Daycoval	61.331		4,0 a.a. + CDI
Custo de Transação	(1.438)	(874)	
Total	380.342	218.986	
Circulante	125.030	43.844	
Não Circulante	255.312	175.142	

22.1. GARANTIAS DOS EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Os empréstimos estão garantidos por cessão de direitos creditórios da controlada CEB Distribuição S.A..

A CEB Distribuição S.A. contratou financiamento com a Caixa Econômica Federal – CEF, em 2014, por meio de repasse de recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), objetivando investimentos realizados em novas instalações e melhorias na rede de distribuição da Controlada, em vistas de projetos relacionados à Copa do Mundo de 2014. A liberação dos recursos ocorreu no mês de setembro de 2014.

O contrato conta com garantias de recebíveis da Companhia, com o Distrito Federal como Interveniente/Garantidor e o Banco de Brasília S.A. – BRB, como Interveniente Anuente. O valor foi dividido no Subcrédito A, de R\$ 33.578, destinados à execução de obras civis, com taxa de juros indexada à TJLP; no Subcrédito B, com valor de R\$ 14.391, destinados à execução de obras civis, com taxa de juros indexada à UMBNDES (variação cambial das diversas moedas contidas na Cesta de Moedas do BNDES); e, ainda, no Subcrédito C, no valor de R\$ 45.456, destinados à aquisição de máquinas e equipamentos nacionais, com taxa de juros de 6% a.a. (seis por cento ao ano), totalizando R\$ 93.425.

22.2. COVENANTS

Os contratos de empréstimos e financiamentos da CEB D, com exceção do financiamento da Eletrobrás, possuem cláusulas restritivas (*covenants*) não financeiras de vencimento antecipado. Em 31 de dezembro de 2017, todas as cláusulas restritivas estabelecidas nos contratos de empréstimos e financiamento vigentes foram cumpridas pela Companhia.

22.3. PERSPECTIVAS DE AMORTIZAÇÕES

As composições dos empréstimos, com as perspectivas de amortizações, estão resumidas a seguir:

Empréstimos	2018	2019	2020	2021 em diante	Total
Eletrobrás	174	147	112	63	496
Banco do Brasil S.A. (FCO I a IV)	12.276	5.671	4.335	2.998	25.280
Banco do Brasil S.A. (FINAME)	1.013	1.000			2.013
Caixa Econômica Federal	22.989	22.989	19.129		65.107
Caixa Econômica Federal/BNDES	4.678	4.678	4.678	16.765	30.799
Caixa Econômica Federal/BNDES	4.415	4.414	3.942		12.771
Caixa Econômica Federal/BNDES	5.726	5.725	5.254		16.705
Banco BCV	5.480	1.273			6.753
Banco BBM	4.444	26.667	26.667	22.245	80.023
Banco FIBRA	60.425				60.425
Banco SOFISA	3.410	6.667	6.667	3.333	20.077
Banco Daycoval		20.444	20.444	20.443	61.331
Total	125.030	99.675	91.228	65.847	381.780
Custo de Transação					(1.438)
Total Líquido					380.342

22.4. MOVIMENTAÇÃO DOS EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

	Empréstimo e Financiamentos	Custo de Transação	Empréstimos e Financiamentos Líquidos
Saldo em 31 de dezembro de 2015	280.032	(1.088)	278.944
Variação Monetária	(2.548)		(2.548)
Encargos Incorridos no Período	32.412		32.412
Custo de Transação		214	214
Encargos Financeiros Pagos	(32.718)		(32.718)
Amortizações de Principal	(57.318)		(57.318)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	219.860	(874)	218.986
Captação de Empréstimos	221.125		221.125
Variação Monetária	2.295		2.295
Encargos Incorridos no Período	30.026		30.026
Custo de Transação		(564)	(564)
Encargos Financeiros Pagos	(28.371)		(28.371)
Amortizações de Principal	(63.155)		(63.155)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	381.780	(1.438)	380.342

23. OBRIGAÇÕES SOCIETÁRIAS

As obrigações societárias representam valores a pagar aos acionistas controladores e não controladores a título de dividendos, juros sobre capital próprio e partes beneficiárias, sobre resultados apurados no exercício corrente e exercícios anteriores.

	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Governo do Distrito Federal	2.215	10.623	2.215	10.623
Eletrobrás				5.620
Partes Beneficiárias (Eletrobrás)			3.405	3.920
Outros Acionistas	5.526	68	11.146	68
Total	7.741	10.691	16.766	20.231
Circulante	7.741	10.691	16.766	20.231

Em 11 de abril de 2016, a Companhia solicitou, por meio da Carta nº 049-PR, a postergação do pagamento dos dividendos do exercício de 2012 para 31 de julho de 2017, devidos ao controlador, no valor de R\$ 10.623. Em 18 de abril de 2016, a Câmara de Governança Orçamentário, Financeira e Corporativa do Distrito Federal – Governança DF, aprovou, conforme sugestão da SEF, constante do Ofício nº 249 – GAB/SEF, de 12 de abril de 2016, a postergação do pagamento dos referidos dividendos, face às justificativas quanto à situação financeira da Companhia à época.

Em março de 2017, a Companhia efetuou a quitação dos dividendos junto ao controlador.

24. OBRIGAÇÕES SOCIAIS E TRABALHISTAS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Provisão de Férias	130	70	12.575	12.553
Encargos Sobre Provisões	44	26	21.702	13.329
Abono Assiduidade			4.196	5.005
Participação nos Lucros			10.822	10.086
Outros		1	1.524	5.352
Total	174	97	50.819	46.325
Circulante	174	97	50.819	46.325

25. BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

25.1. PLANOS DE BENEFÍCIOS

A Companhia e suas controladas são patrocinadoras da Fundação de Previdência dos Empregados da CEB – FACEB, uma Entidade Fechada de Previdência Complementar – EFPC criada em 1976, que têm como objetivos oferecer aos seus empregados planos de benefícios de natureza previdenciária e assistencial, conforme demonstrado a seguir:

Planos	Benefícios	Classificação	Patrocinadora
Plano Complementar de Benefícios Previdenciários	Aposentadoria e pensão	Benefício definido	CEB D
Plano de Benefícios CEBPREV	Aposentadoria e pensão	Contribuição definida	Multipatrocinado
Plano de Saúde da CEB – Assistencial (extinto em 24/03/2017)	Assistência médica e outros benefícios	Benefício definido	CEB D
Plano CEB-Saúde (extinto em 24/03/2017)	Assistência médica	Contribuição definida	Multipatrocinado
Plano CEB Saúde Vida (vigência 24/03/2017)	Assistência médica	Contribuição definida	Multipatrocinado
Plano FACEB Saúde Vida (vigência 24/03/2017)	Assistência médica	Contribuição definida	Multipatrocinado
Plano FACEB Família (vigência 24/03/2017)	Assistência médica	Contribuição definida	Multipatrocinado

A Fundação administra dois Planos de Previdência, o plano Complementar de Benefícios Previdenciários, instituído na modalidade de Benefício Definido (BD), fechado para novas adesões; e o plano denominado CEBPREV, na modalidade Contribuição Definida (CD). Este último, por sua vez, não é reconhecido como benefício pós-emprego, uma vez que não são necessárias premissas atuariais para mensurar a obrigação ou a despesa.

Adicionalmente, a FACEB é uma Operadora de Plano de Saúde, com registro definitivo concedido pela Agência Nacional de Saúde Suplementar – ANS, desde fevereiro de 2014. No decorrer do 1º trimestre de 2017, os planos de saúde CEB Assistencial e CEB Saúde foram substituídos pelos Planos CEB Saúde Vida, FACEB Saúde Vida e FACEB Família, principalmente em decorrência da extinção do Plano CEB Assistencial, por força de Acórdão relativo à Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI nº 2014002032055-2.

A modalidade dos novos planos de saúde é de autogestão, estando registrado na Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS), com as seguintes características:

- Plano CEB Saúde Vida: Destinado aos empregados ativos e dependentes e atenderá a CEB e suas controladas. A contribuição mensal levará em consideração a remuneração e a faixa etária. O valor da contribuição mensal devida pelo beneficiário titular não poderá ser inferior a 2% ou superior a 10% da sua remuneração.

- Plano FACEB Saúde Vida: Destinado aos beneficiários, ex-empregados demitidos sem justa causa, pedidos de demissão ou aposentados, extensivo a seus dependentes. A contribuição mensal levará em consideração a faixa etária em que o beneficiário (titular e dependente) se enquadrar.
- Plano FACEB Família: Destinado, exclusivamente, aos familiares dos beneficiários titulares do Plano CEB Saúde Vida e do Plano FACEB Saúde Vida, denominados beneficiários agregados (filhos adotivos ou não que tenham perdido as condições de manutenção nos planos CEB Saúde Vida e FACEB Saúde Vida e os netos dos titulares do Plano CEB Saúde Vida). A contribuição mensal levará em consideração a faixa etária em que o beneficiário se enquadrar.

Para o início da operacionalização dos novos planos de saúde foi necessário o aporte prévio de R\$ 23,8 milhões, sendo R\$ 21,7 milhões para o Plano que atenderá os ex-empregados e R\$ 2,2 milhões para os empregados ativos. Tais aportes visam atender às garantias financeiras exigidas pela Agência Nacional de Saúde – ANS na cobertura da Margem de Solvência dos planos, conforme Resolução Normativa nº 209/2009/ANS.

Os resultados da reavaliação atuarial das obrigações com benefícios a empregados da Companhia e suas controladas estão demonstrados nos quadros seguintes, divididas em função de cada plano previdenciário e de saúde, e foram calculadas com base nas informações prestadas pela Companhia, suas controladas e pela FACEB. Os cálculos atuariais foram realizados em conformidade com o Pronunciamento CPC 33(R1).

As informações que fundamentaram o trabalho atuarial são constituídas de bases cadastrais referentes aos planos previdenciário e de saúde; de informações sobre a utilização do plano de saúde nos últimos vinte e sete meses; informações contábeis posicionadas em 31 de dezembro de 2017; e dados sobre a composição do valor justo dos ativos do plano de benefício posicionado na mesma data.

Os montantes no passivo e no resultado, vinculados aos planos de contribuições e benefícios definidos, são os seguintes:

	31/12/2017	31/12/2016
Previdenciário		
Contribuições Para o Plano e Outras Obrigações	4.791	1.844
Contrato de Dívida		18.633
Provisão Atuarial Previdência	166.427	59.101
Assistencial		
Provisão Atuarial Assistencial		9.775
Total	171.218	89.353
Circulante	4.791	30.252
Não Circulante	166.427	59.101

25.2. PLANOS PREVIDENCIÁRIO E ASSISTENCIAL

As movimentações a valor presente da obrigação com benefício definido são:

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
Valor Presente das Obrigações Atuariais	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Valor Presente da Obrigação Atuarial no Início do Exercício	(1.388.134)	(1.106.216)	(9.775)	(28.564)
Custo do Serviço Corrente	(10.859)	(11.756)		(16)
Custo de Juros	(152.833)	(146.905)		(3.793)
Ganhos/(Perda) Atuariais	(119.796)	(206.552)		(16.614)
Benefícios Pagos Pelo Plano	100.615	83.295		39.212
Reversão da Obrigação Atuarial			9.775	
Valor Presente da Obrigação Atuarial no Final do Período	(1.571.007)	(1.388.134)		(9.775)

Análise da obrigação atuarial dos planos:

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Valor Presente da Obrigação Atuarial	1.571.007	1.388.134		9.775
Valor Justo dos Ativos do Plano	(1.404.580)	(1.308.556)		
Valor Presente da Obrigação Coberta	1.404.580	1.308.556		
Valor Presente da Obrigação Sem Cobertura	166.427	79.578		9.775
Status dos Planos	Parcialmente Fundado	Parcialmente Fundado		Sem Cobertura

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

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Valor Justo dos Ativos dos Planos				
Valor Justo dos Ativos do Plano no Início do Exercício	1.308.558	1.098.956		
Rendimento Esperado dos Ativos do Plano	144.072	145.941		
Contribuições Recebidas Pelo Fundo – Patrocinador	24.742	23.113		39.212
Contribuições Recebidas Pelo Fundo – Participantes	6.115	6.627		
Benefícios Pagos Pelo Fundo	(100.614)	(83.295)		(39.212)
Ganhos/(Perda) Atuariais	21.707	117.216		
Valor Justo dos Ativos dos Planos no Final do Período	1.404.580	1.308.558		

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço:

		Plano Previdenciário	
		31/12/2017	31/12/2016
Valores Reconhecidos no Balanço Patrimonial			
Valor Presente da Obrigação Atuarial		166.427	79.578
Passivo/(Ativo) Líquido Reconhecido no Final do Período (Saldo da Dívida com a FACEB)		250.895	35.889
Movimentação do Passivo (Ativo) Líquido Reconhecido no Balanço			
Passivo (Ativo) Reconhecido no Início do Exercício		79.576	7.259
Contribuições Aportadas no Plano		(24.742)	(23.113)
Amortização de (Ganhos)/Perdas Atuariais		98.090	89.339
Despesas do Exercício		13.503	6.093
Passivo/(Ativo) Reconhecido no Final do Período		166.427	79.578

		Plano Assistencial	
		31/12/2017	31/12/2016
Valores Reconhecidos no Balanço Patrimonial			
Valor Presente da Obrigação Atuarial sem Cobertura			9.775
Passivo/(Ativo) Líquido Reconhecido no Final do Período			20.683
Movimentação do Passivo (Ativo) Líquido Reconhecido no Balanço			
Passivo (ativo) Reconhecido no Início do Exercício		9.775	28.564
Contribuições Aportadas no Plano			(39.212)
Amortização de (Ganhos)/Perdas Atuariais			16.614
Despesas do Exercício			3.809
Reversão da Obrigação Atuarial		(9.775)	
Passivo/(Ativo) Reconhecido no Final do Período			9.775

25.2.1. Plano previdenciário

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciais apresentou um valor presente de obrigação atuarial de R\$ 1.571.007, que ao ser confrontado com o valor justo dos ativos do plano de R\$ 1.404.580 resultou em um deficit de R\$ 166.427, constituindo-se, portanto, em um passivo atuarial.

Ademais, a CEB Distribuição S.A. tem contabilizado no seu passivo o montante de R\$ 4.791, referente às contribuições normais e outras obrigações com o plano previdenciário.

O valor justo dos ativos do plano foi informado pela FACEB e, segundo a entidade, está precificado a mercado na posição de 31 de dezembro de 2017. Do ativo total informado pela FACEB (R\$ 1.426.546) foram deduzidos os valores registrados no balancete nas rubricas do exigível operacional (R\$ 4.791), exigível contingencial (R\$ 5.461) e fundos (R\$ 11.964), resultando no valor justo de R\$ 1.404.580, uma vez que essas parcelas do ativo não se destinam à cobertura das provisões matemáticas. Ressalte-se que o saldo do contrato de dívida da CEB D junto à entidade não está incluído no valor justo dos ativos do plano.

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciais se encontra em situação de cobertura parcial do valor presente da obrigação atuarial, conforme demonstrado nos quadros anteriores, tendo apresentado, em 31 de dezembro de 2017, um deficit atuarial. A variação no resultado atuarial, quando comparado com a situação em 31 de dezembro de 2016 se deve à alteração da hipótese de taxa de juros, que provocou um aumento da obrigação de R\$ 142.158, que representa 9,05% da referida obrigação atuarial em 31 de dezembro de 2017.

Os resultados apresentados pelo plano ao longo dos últimos períodos estão listados no quadro seguinte:

	31/12/2017	31/12/2016
Valor Presente da Obrigação Atuarial	1.571.007	1.388.134
Valor Justo dos Ativos do Plano	(1.404.580)	(1.308.556)
Resultado	166.427	79.578

O quadro a seguir contém a despesa do plano de responsabilidade da patrocinadora, estimada para o exercício de 2018, calculada com base nos custos normais; no custo dos juros incidentes sobre a obrigação atuarial; nos rendimentos esperados do valor justo dos ativos do plano; e nas contribuições estimadas dos participantes e assistidos.

	2018
Custo do Serviço Corrente	10.364
Custo dos Juros	149.147
Rendimento Esperado dos Ativos do Plano	(133.347)
Contribuições dos Participantes	(5.811)
Total da Despesa Estimada	20.353

25.2.2. Plano de Benefícios CEBPREV

O Plano CEBPREV, por ser constituído na modalidade de contribuição definida, não imputa riscos às suas patrocinadoras e, por conseguinte, não gera a necessidade de provisão de benefícios pós-emprego para a CEB Distribuição S.A..

25.2.3. Plano CEB-Saúde Vida

O Plano CEB-Saúde Vida não gerou provisão de benefícios pós-emprego em função das disposições de seu regulamento que preveem a participação da CEB Distribuição S.A., bem como das demais associadas, apenas em relação aos participantes ativos e seus dependentes, não lhes imputando responsabilidades em relação aos aposentados e pensionistas.

Dessa forma, não há qualquer provisão de benefícios pós-emprego a contabilizar em função desse plano de saúde.

25.2.4. Plano de saúde da CEB – Assistencial

Após a publicação do Acórdão da ADI nº 2014002032055-2, o plano assistencial finalizou as operações em março de 2017.

25.2.5. Categoria de ativo e dados cadastrais

O quadro a seguir mostra as estatísticas dos planos de benefícios conforme dados cadastrais:

Previdenciário	31/12/2017	31/12/2016
Ativos		
Quantidade	399	466
Idade Média	50,93	50,79
Tempo Médio de Serviço (anos)	25,95	25,71
Tempo Médio Esperado de Serviço Futuro (anos)	5,63	5,87
Valor do Salário Médio (R\$)	12.570,83	12.884,07
Aposentados		
Quantidade	1.134	1.093
Idade Média	67,20	66,77
Benefício Médio (R\$)	6.438,25	6.016,61
Pensionistas		
Quantidade	353	339
Idade Média	64,95	64,17
Benefício Médio (R\$)	1.879,83	1.825,29
Assistencial	31/12/2017	31/12/2016
Titulares		
Quantidade		1.748
Idade Média		62,48
Custo Médio		821,02
Dependentes		
Quantidade		1.898
Idade Média		47,56
Custo Médio		599,53
Total		
Quantidade		3.646
Idade Média		54,71
Custo Médio		705,72

O quadro seguinte mostra a abertura do valor justo dos ativos do plano por tipo de investimento. A maior parte dos ativos está concentrada em investimentos de renda fixa:

Composição dos Ativos	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Disponível	0,02%	0,19%		0,00%
Renda Fixa	94,86%	92,92%		0,00%
Renda Variável	0,66%	0,68%		0,00%
Investimentos Estruturados	1,22%	2,42%		0,00%
Investimentos Imobiliários	0,91%	1,39%		0,00%
Empréstimos com Participantes	2,35%	2,43%		0,00%
Outras Exigibilidades e Depósitos Judiciais	-0,02%	-0,03%		0,00%
Total Percentual dos Ativos do Plano	100,00%	100,00%		0,00%

25.2.6. Premissas atuariais

	Plano Complementar		Plano Assistencial	
Premissas Atuariais Adotadas	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Financeira				
Taxa de Juros Anual Para Cálculo do Valor Presente da Obrigação	5,04%	5,91%		5,91%
Expectativa de Retorno do Valor Justo dos Ativos do Plano	9,49%	11,01%		0,00%
Taxa Anual de Inflação	4,24%	4,82%		4,82%
Taxa Nominal de Crescimento Anual dos Salários	4,24%	4,82%		4,82%
Taxa Nominal de Crescimento dos Benefícios do Plano	4,24%	4,82%		4,82%
Taxa de Crescimento Nominal Anual dos Custos de Saúde	0,00%	0,00%		7,00%
Demográficas				
Taxa de Rotatividade	0,00%	0,00%		0,00%
Tábua de Mortalidade/Sobrevivência de Ativos	AT-2000 masculina		AT-2000 masculina	
Tábua de Mortalidade/Sobrevivência de Assistidos	AT-2000 masculina		AT-2000 masculina	
Tábua de Mortalidade/Sobrevivência de Inválidos	Winklevoss		Winklevoss	
Tábua de Entrada em Invalidez	TASA-1927		Álvaro Vindas	
Tábua de Morbidez	Não Usada		Não Usada	
Idade de Aposentadoria	Primeira aposentadoria, considerando-se as elegibilidades do regulamento do plano.		Primeira aposentadoria, considerando-se as elegibilidades do regulamento do plano.	
Composição Familiar para Cálculo de Pensão e Reversão				
Ativos	90% casados com cônjuge feminino 4 anos mais jovem.			
Assistidos	Família informada no cadastro.			

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
Comparativo Evidenciando Retorno Esperado e o Retorno Real dos Ativos do Plano	31/12/2016	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Taxa Nominal de Rendimento Esperada Sobre os Ativos do Plano	9,49%	11,01%		N/A

Valores calculados em conformidade com as disposições da Lei Complementar nº 109/2001 e Resolução CGPC nº 26/2008, observando-se as contribuições atuais e futuras, de patrocinadoras e participantes, inclusive assistidos, de acordo com as regras estabelecidas no Plano de Custeio vigente.

25.3. CONTRATO DE DÍVIDA ATUARIAL

Em 27 de dezembro de 2001, a Companhia Energética de Brasília – CEB, na qualidade de patrocinadora da Fundação de Previdência dos Empregados da CEB – FACEB, assinou contrato de parcelamento de contribuição suplementar para com essa Fundação, oriundo dos compromissos especiais assumidos em 1993. Com a desverticalização ocorrida em janeiro de 2006, a CEB Distribuição S.A. assumiu a dívida relativa a esse contrato.

Esses compromissos decorrem das alterações ocorridas quando da implantação do Plano Complementar de Benefícios Previdenciários (aprovado pela Secretaria de Previdência Complementar em 1992), principalmente de verbas salariais introduzidas nas remunerações dos empregados da Companhia e que passaram, desde então, a compor os salários de participação da FACEB, tais como: adicionais de periculosidade e penosidade; décimo quarto salário; e participação nos lucros. Até aquele ano, as reservas correspondentes às citadas rubricas eram amortizadas pela CEB por meio do pagamento à FACEB de parcelas mensais extraordinárias ou quitação anual por período. Essa contribuição foi denominada “suplementar”, pois é uma contribuição adicional além da contribuição normal, e foi decorrente do custo do serviço passado dos empregados.

As características dessa contratação foram incluídas no Regulamento do Plano, conforme se descreve: encargos financeiros de 6% ao ano; correção monetária igual à variação INPC, capitalizada mensalmente; e prazo de amortização de 180 meses sucessivos.

Para o cálculo do passivo a ser registrado foram consideradas já no resultado as contribuições a pagar. Dessa forma, o valor restante já se encontra contabilizado por meio do Contrato de Equacionamento de Deficit pactuado entre a Companhia e a FACEB.

25.3.1. Contrato de parcelamento do saldo devedor

Em abril de 2015, a CEB Distribuição S.A. e a FACEB celebraram acordo através de Contrato de Parcelamento de Contribuição Suplementar, correspondente ao saldo devedor remanescente em 1º de abril de 2015, no valor de R\$ 28.897, do contrato de dívida atuarial assinado em 27 de dezembro de 2001.

No contrato celebrado, ficou pactuado que o saldo remanescente terá um período de carência de 15 meses e que neste período, incidirão juros equivalentes a 6% ao ano capitalizado mensalmente, bem como correção monetária calculada de acordo com a variação do INPC, ou índice que vier a substituí-lo. Ao fim do período de carência, o saldo devedor apurado em 1º de abril de 2015, devidamente atualizado e acrescido dos encargos previstos, será pago em 13 parcelas mensais e sucessivas, vencendo a primeira em 31 de dezembro de 2016. O contrato foi quitado em agosto de 2017.

As movimentações dessa dívida atuarial ocorreram conforme quadro a seguir:

	Circulante	Não Circulante	Total
Passivo em 31 de dezembro de 2015	27.376	15.914	43.290
Amortização no Exercício	(14.335)		(14.335)
Reversão de Encargos	(10.322)		(10.322)
Atualização no Exercício			
Transferências Para o Circulante	15.914	(15.914)	
Passivo em 31 de dezembro de 2016	18.633		18.633
Reversão de Encargos			
Atualização no Exercício	5.161		
Amortização no Exercício	(23.794)		
Passivo em 31 de dezembro de 2017			

25.4. 1º EQUACIONAMENTO DO PLANO COMPLEMENTAR DE BENEFÍCIOS PREVIDENCIAIS DA FACEB (PLANO BD)

Os estudos atuariais referentes ao exercício de 2016, consubstanciado pelo Parecer Atuarial MERCER GAMA nº 119/2017, estabeleceu que o resultado do Equilíbrio Técnico Ajustado, deficitário no montante de R\$ 154.970, foi superior ao limite máximo de Deficit Técnico Acumulado de R\$ 121.786. A apuração foi baseada na Duração do Passivo de 12,05 anos, resultando em R\$ 33.184 de deficit a ser equacionado.

Sobre essa questão, em 27 de novembro de 2017, o Comitê de Governança das Empresas Públicas da Câmara de Governança Orçamentária, Financeira e Corporativa do Distrito Federal – Governança-DF, por meio do Processo nº 0040.002.239/2017, manifestou-se favoravelmente à aprovação do 1º Plano de Equacionamento do Deficit mínimo apurado no Plano BD.

Tal resultado motivou a contratação do Equacionamento de Deficit, celebrado entre a FACEB e a CEB D, no valor de R\$ 11.423. A amortização será pelo método “Price” em parcelas mensais e sucessivas de valor nominal equivalente a R\$ 83,6; prazo de amortização de 216,9 meses; juros de 5,7% a.a.; capitalização mensal; e correção monetária calculada segundo a variação do INPC-IBGE, com início obrigatório para pagamento da primeira parcela em fevereiro de 2018.

A diferença, no montante de R\$ 21.761, será suportada pelos participantes ativos; autopatrocinados; aposentados; e pensionistas, conforme determina a legislação.

26. PROVISÕES PARA RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E REGULATÓRIOS

Os processos judiciais provisionados e não provisionados, são apresentados a seguir:

26.1. PROVISÕES PARA RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E REGULATÓRIOS PROVISIONADOS

A Companhia e suas controladas possuem processos judiciais e administrativos de natureza trabalhista, cível, fiscal e regulatório. A Administração reavalia os riscos de contingências relacionados a esses processos e, baseada na opinião de seus procuradores jurídicos, constitui provisão para as causas cujas expectativas de perda são consideradas prováveis.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Regulatórias			69.539	53.865
Trabalhistas			5.220	4.276
Fiscais	1	10.827	1	10.827
Cíveis	95		4.419	3.449
Total	96	10.827	79.179	72.417
Circulante			4.013	3.905
Não Circulante	96	10.827	75.166	68.512

26.1.1. Movimentação das provisões para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórios

	Controladora		
	Cível	Fiscais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2015		8.356	8.356
Constituições de Provisão		2.471	2.471
Saldo em 31 de dezembro de 2016		10.827	10.827
Constituições de Provisão	95	46	141
Reversão de Provisão		(10.872)	(10.872)
Saldo em 31 de dezembro de 2017	95	1	96

	Consolidado				
	Trabalhista	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2015	9.048	8.140	8.356	53.023	78.567
Constituições de Provisão	1.123	5.569	2.471	2.217	11.380
Baixa/Reversão de Provisão	(6.229)	(10.530)		(7.226)	(23.985)
Atualização Monetária	334	271		5.850	6.455
Saldo em 31 de dezembro de 2016	4.276	3.450	10.827	53.864	72.417
Constituições de Provisão	1.982	2.694	46	11.819	16.541
Baixa/Reversão de Provisão	(1.517)	(2.014)	(10.872)	(1.401)	(15.804)
Atualização Monetária	479	289		5.257	6.025
Saldo em 31 de dezembro de 2017	5.220	4.419	1	69.539	79.179

a) Demandas trabalhistas

Ações movidas por empregados e ex-empregados contra a Companhia e suas controladas, envolvendo cobrança de horas extras; adicionais de periculosidade; dano moral; e responsabilidade subsidiária/solidária de empregados de empresas contratadas para prestação de serviços terceirizados. A atualização das contingências trabalhistas é com base na Taxa Referencial (TR).

b) Demandas cíveis

Ações pleiteando indenização por acidentes com a rede de distribuição de energia elétrica; danos morais; além de discussões quanto à relação de consumo, tais como cobrança e corte indevidos; corte por inadimplência; problemas na rede; e questionamentos de valores pagos por consumidores. A atualização das contingências cíveis é com base no INPC.

A variação ocorrida no período se refere, substancialmente, a adesão ao Programa Especial de Recuperação Tributária – PERT, que estava sendo tratada judicialmente cuja provisão era de R\$ 6 milhões. Os demais valores foram reclassificados do risco de perda provável para possível.

c) Demandas regulatórias

A CEB D discute, nas esferas administrativa e judicial, autuações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. As principais contingências regulatórias envolvem a não conformidade nos processos de fiscalização, tais como: ausência de anuência prévia para dação em garantia em empréstimos contraídos pela Companhia; investimentos em consórcio; extrapolação dos limites dos indicadores de qualidade do fornecimento de energia; falta de investimentos no sistema elétrico de distribuição; e fiscalização de procedimentos da atividade comercial. A atualização das provisões regulatórias é com base na taxa Selic.

A Administração da CEB D, consubstanciada na opinião de seus consultores legais quanto à possibilidade de êxito nas diversas demandas judiciais, entende que as provisões constituídas registradas no balanço são suficientes para cobrir prováveis perdas com tais causas.

d) Demandas fiscais

A Companhia é parte em processos administrativos e judiciais referentes às declarações de compensação não homologadas de tributos (PIS, COFINS, IRPJ, CSLL). A Companhia busca o reconhecimento do direito de compensação nas esferas administrativa e judicial. A representação judicial da Empresa foi avocada pela Procuradoria-Geral do Distrito Federal, em 2013.

26.2. PASSIVO CONTINGENTE – RISCO POSSÍVEL

A Companhia e suas controladas possuem processos de natureza trabalhistas, cíveis e fiscais envolvendo riscos de perda classificados pela Administração como possíveis, com base na avaliação de seus assessores legais, para as quais não há provisão constituída. Os montantes desses processos estão reproduzidos no quadro seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Fiscais	150.898	41.425	155.923	45.045
Cíveis	1	1	2.240	8.313
Trabalhistas			1.425	896
Total	150.899	41.426	159.588	54.254

26.3. ATIVO CONTINGENTE – RISCO PROVÁVEL

A Companhia e suas controladas possuem processos de natureza trabalhistas, cíveis e fiscais envolvendo riscos de ganho classificados pela Administração como prováveis, com base na avaliação de seus assessores legais, para as quais não há ativo constituído. Os montantes desses processos, em 31 de dezembro de 2017, estão reproduzidos no quadro seguinte:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Fiscais	200	375	200	375
Cíveis	1.235	26.133	13.137	65.175
Total	1.435	26.508	13.337	65.550

27. DEMAIS OBRIGAÇÕES

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Parcelamento de Multa ANEEL			14.869	20.309
Consumidores	206	362	12.578	10.775
Consignações a Favor de Terceiros	728	360	9.856	12.669
Arrendamento			3.124	5.013
Retenção de Quotas – RGR			724	724
Cauções e Garantia	56	56	432	566
Obrigações Com Empresas Ligadas	625	168	261	358
Outras Obrigações	344	4	2.419	3.050
Total	1.959	950	44.263	53.464
Circulante	1.959	950	34.523	37.418
Não Circulante			9.740	16.046

28. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO

	Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016
Uso do Bem Público	507	867
Participação Financeira do Consumidor – Valores Não Aplicados (a)	64.913	75.996
Total	65.420	76.863
Não Circulante	65.420	76.863

(a) Valores recebidos antes do início do empreendimento e não aplicados.

28.1. OBRIGAÇÕES ESPECIAIS – RECEITA DE ULTRAPASSAGEM DE DEMANDA E EXCEDENTE DE REATIVOS

A receita de ultrapassagem de demanda é oriunda de contratos de fornecimento com grandes consumidores de energia, no qual é definida a demanda a ser utilizada pela unidade consumidora. Caso a demanda realizada exceda a demanda contratada, a diferença é cobrada com base na tarifa de ultrapassagem de demanda que é bem superior às tarifas regulares. As tarifas de ultrapassagem de demanda possuem caráter de penalidade ao consumidor e visam o incentivo à não utilização da rede, além do que foi contratado, estando prevista no art. 93 da Resolução nº 14/2010.

A receita de excedente de reativos é uma penalidade ao consumidor decorrente da não instalação de equipamentos adequados para controle da energia reativa que podem prejudicar o funcionamento dos sistemas elétricos, gerando custos adicionais à rede distribuidora. O Órgão Regulador define um limite para essa energia reativa e, violado esse limite, a distribuidora cobra uma tarifa adicional de energia reativa excedente.

O procedimento de regulação tarifária (Proret 2.7) foi aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 463, de 22 de novembro de 2011. Neste procedimento, ficou definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, a partir do 3º ciclo de revisão tarifária periódica, deverão ser contabilizadas como obrigações especiais e serão amortizadas a partir do próximo ciclo de revisão tarifária.

O Despacho nº 4.991 da ANEEL, de 29 de dezembro de 2011 trata dos procedimentos básicos para a elaboração das demonstrações financeiras. Em conformidade com o mencionado documento, a CEB Distribuição S.A. efetuou o ajuste de receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, reduzindo as contas de receitas de fornecimento de energia, em contrapartida à conta de obrigações especiais.

Por determinação da ANEEL, essas receitas são reconhecidas como obrigações especiais, a partir do 3º Ciclo da Revisão Tarifária. Este procedimento foi objeto de questionamento judicial pela Associação Brasileira de Distribuidores de Energia Elétrica – ABRADEE e a questão encontra-se em tramitação.

Em 2016, a Receita de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos foi capturada via Obrigações Especiais e passou a ser considerada como componente dos passivos financeiros setoriais, conforme Resolução Normativa nº 660/2015-ANEEL.

29. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

29.1. CAPITAL SOCIAL

O Capital Social subscrito e integralizado é de R\$ 566.025 (R\$ 566.025 – 2016). As ações são escriturais e sem valor nominal, sendo que as ações preferenciais de ambas as classes não têm direito a voto.

A composição do Capital Social subscrito e integralizado, por classe de ações, é a seguinte:

Capital Total em Ações	31/12/2017	31/12/2016 Reapresentado
Ações Ordinárias	7.184.178	7.184.178
Ações Preferenciais	7.232.205	7.232.205
Classe A	1.313.002	1.313.002
Classe B	5.919.203	5.919.203
Total	14.416.383	14.416.383
Valor Patrimonial por Ação:		
Patrimônio Líquido	632.979	611.954
Quantidade de Ações	14.416.383	14.416.383
Valor Patrimonial por Ação – Em (R\$)	43,91	42,45

29.2. AJUSTE DE AVALIAÇÃO PATRIMONIAL

A composição do saldo da rubrica Ajustes de Avaliação Patrimonial é a seguinte:

	31/12/2017	31/12/2016
Custo Atribuído do Ativo Imobilizado (Nota 29.2.1)	188.817	188.817
Ganho na Variação de Percentual – Corumbá Concessões S.A.	19.929	19.929
Ganho Atuarial – Plano Assistencial		16.057
Perda Atuarial – Plano de Previdência	(166.427)	(59.101)
Outras Movimentações – Coligadas		
Total	42.319	165.702

Neste grupo estão contabilizados os seguintes eventos:

29.2.1. Custo atribuído (*Deemed Cost*)

A Reserva Para Ajustes de Avaliação Patrimonial foi constituída em decorrência dos ajustes por adoção do custo atribuído do ativo imobilizado na data de transição, no montante de R\$ 195.191, líquido de efeitos tributários.

Os valores registrados em ajustes de avaliação patrimonial são reclassificados para o resultado do exercício integral ou parcialmente, quando da alienação dos ativos a que elas se referem. Em 2009, ocorreram vendas de terrenos e a reserva foi realizada em R\$ 6.374, líquido dos efeitos tributários.

O efeito decorrente da adoção do custo atribuído em 1º de janeiro de 2009 é demonstrado conforme quadro a seguir:

Terrenos	Controladora / Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2008	1.442
Ajustes por Adoção do Custo Atribuído	295.744
Saldo em 1º de janeiro de 2009	297.186
Alienação de Terreno – Exercício de 2009	(11.099)
Saldo em 31 de dezembro de 2010 e 2011 – Valor Bruto	286.087
Efeito Fiscal (IRPJ/CSLL – 34%)	(97.270)
Saldo em 31 de dezembro de 2015 – Líquido do Efeito Fiscal	188.817
Saldo em 31 de dezembro de 2016 – Líquido do Efeito Fiscal	188.817

29.3. RESERVA DE LUCROS

29.3.1. Reserva Legal

A Reserva Legal é constituída à razão de 5% do Lucro Líquido apurado a cada exercício nos termos do art. 193 da Lei nº 6.404/1976, até o limite de 20% do capital social. A destinação é facultativa quando a Reserva Legal, somada às Reservas de Capital, excederem 30% o Capital Social. A reserva somente é utilizada para o aumento do Capital Social ou para absorção de prejuízos.

29.4. RESULTADO DO PERÍODO

A Companhia apurou um Lucro Líquido no exercício de 2017 no montante de R\$ 152.082 (R\$ 112.438 em 2016 – Reapresentado).

29.4.1. Demonstrativo da Destinação do Resultado de 2017

Lucro do Exercício	152.082
Prejuízos Acumulados a Compensar	(119.773)
Lucro do Exercício após Compensação de Prejuízo	32.309
Constituição da Reserva Legal - (5%)	(1.615)
Lucro Líquido Ajustado (art. 202 Lei 6.404/1976)	30.694
Dividendo Mínimo Obrigatório - (25%)	7.674

30. DESDOBRAMENTO DAS CONTAS DO RESULTADO

30.1. RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Fornecimento de Energia Elétrica			3.328.555	3.324.987
Energia de Curto Prazo (a)			380.646	275.812
Recursos de Parcela A e Outros Itens Financeiros (b)			212.685	(304.926)
Receita de Construção			83.471	58.100
Aporte de Recursos da CDE			45.253	41.273
Receita de Prestação de Serviços	56.089	40.354	58.466	41.362
Suprimento de Energia			34.568	31.731
Disponibilidade do Sistema de Distribuição			24.071	21.198
Arrendamento e Aluguéis			31.522	28.494
Receita de Venda de Gás			3.721	4.919
Outras Receitas			2.843	2.692
Receita Operacional Bruta	56.089	40.354	4.205.801	3.525.642
Impostos	(1.122)	(806)	(667.738)	(678.191)
Contribuições	(5.191)	(3.739)	(389.269)	(333.619)
Encargos do Consumidor			(428.308)	(399.156)
Descontos Incondicionais				(122)
Deduções da Receita Operacional Bruta	(6.313)	(4.545)	(1.485.315)	(1.411.088)
Receita Operacional Líquida	49.776	35.809	2.720.486	2.114.554

(a) A receita de Energia de Curto Prazo atingiu, em 2017, R\$ 380.646, 38% superior à receita reconhecida em 2016. A apuração de 2017 foi influenciada pela sobra de energia contratada (sobrecontratação), somada ao aumento substancial dos valores do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, especialmente no 2º semestre desse exercício. Entretanto, o aumento da receita em comento, em sua maior parte, foi capturado no reconhecimento da Conta de Variação da Parcela A e Outros Componentes Financeiros – CVA, favorecendo a neutralidade dos custos não gerenciáveis.

(b) A receita de Recursos da Parcela A e Outros Itens Financeiros apresentou aumento no ano de 2017 de R\$ 517.611. A variação positiva entre 2017 e 2016, é resultante do acréscimo da constituição de ativos decorrentes dos custos realizados acima da cobertura tarifária. Tal incremento originou-se, substancialmente, em função do risco hidrológico, bem como pelos demais efeitos do Mercado de Curto Prazo.

30.2. CUSTO COM SERVIÇO DE ENERGIA ELÉTRICA

	Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016
Energia Elétrica Comprada Para Revenda (a)	(1.169.677)	(1.050.732)
Energia Elétrica Comprada Para Revenda – Curto Prazo (a)	(352.229)	(286.410)
Encargos de Uso da Rede Elétrica (b)	(330.091)	(154.369)
Repactuação do Risco Hidrológico	(2.214)	(2.059)
Total	(1.854.211)	(1.493.570)

(a) O Custo da Energia Elétrica Comprada registrou aumento de R\$ 118.945, em relação ao ano anterior; o Custo da Energia Elétrica de Curto Prazo também apresentou acréscimo da ordem de R\$ 65.819, em função do aumento dos Custos Variáveis do Mercado de Curto Prazo que, por sua vez, foi impactado pelo cenário de escassez hídrica, causando incrementos do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, quando comparado com 2016.

(b) Os Encargos de Uso da Rede Elétrica tiveram o maior aumento nas despesas operacionais, alcançando o montante de R\$ 175.722, quando comparado com 2016. Tal comportamento foi influenciado pelas repercussões da crise hídrica.

30.3. CUSTOS E DESPESAS OPERACIONAIS POR NATUREZA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Pessoal e Administradores	(12.009)	(11.445)	(251.240)	(249.309)
Serviço de Terceiros	(32.179)	(27.612)	(172.646)	(173.432)
(Provisão) Estimada/Reversão de Perdas com Crédito de Liquidação Duvidosa (a)	39.837	(7.282)	(58.769)	(50.272)
Custo de Construção – Concessão (b)			(83.471)	(58.100)
Depreciação e Amortização	(208)	(167)	(65.569)	(53.618)
Arrendamento			(34.021)	(54.594)
Material	(348)	(221)	(3.256)	(3.584)
Outras Despesas	(791)	(392)	(25.568)	(14.117)
Total	(5.698)	(47.119)	(694.540)	(657.026)
Classificação:				
Custo da Operação			(319.134)	(316.173)
Custo dos Serviços Prestados a Terceiros	(34.512)	(30.267)	(41.642)	(26.687)
Despesas Com Vendas	39.837	(7.290)	(97.513)	(119.321)
Despesas Gerais e Administrativas	(11.023)	(9.563)	(236.251)	(194.845)

(a) Em 2017, a Companhia recebeu R\$ 58.848 da Secretaria de Estado de Infraestrutura e Serviços Públicos – SINESP de faturas em atraso, das quais, R\$ 39.867 estavam vencidas há mais de 365 dias. A provisão foi revertida neste montante.

(b) 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 igual a zero, considerando que:

- A atividade fim é a distribuição de energia elétrica;
- Toda receita de construção está relacionada com obras de infraestrutura para o alcance da atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e
- A Companhia terceiriza a construção da infraestrutura.

Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção e receita de construção.

30.4. OUTRAS RECEITAS/(DESPESAS) OPERACIONAIS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Outras Receitas Operacionais				
Reversão de Provisão de Benefícios Pós-Emprego			24.531	37.192
Atualização do Valor Justo do Ativo Financeiro Indenizável - VNR			7.474	30.196
Recuperação de Créditos Baixados por Perdas	21		51.621	25.676
Receita Crédito Tributário – Decisões Judiciais (a)				96.849
Reversão de Provisão para Riscos Tributários, Cíveis, Trabalhistas e Regulatórios	10.616		15.119	22.641
Reversão de Provisão de Participação nos Lucros			10.054	12.028
Resultado na Baixa de Bens	(16)		(9.711)	(1.378)
Tributos Sobre Outras Receitas			(610)	(15.740)
Outras Receitas	280	65	1.126	28.184
Subtotal	10.901	65	99.604	235.648
Outras Despesas Operacionais				
Provisão de Benefícios Pós-Emprego			(13.008)	(38.673)
Multas ANEEL			(507)	(6.083)
Provisão Para Riscos Tributários, Cíveis, Trabalhistas e Regulatórios	(96)	(2.438)	(15.143)	(16.458)
Compensação Por Descontinuidade de Energia			(4.230)	(14.935)
Provisão Para Participação nos Lucros e Resultados (b)			(9.371)	(10.054)
Provisão Para Perdas com Depósitos Judiciais			(3.299)	(3.012)
Outras Despesas	(45)	(1.019)	(2.193)	(4.156)
Subtotal	(141)	(3.457)	(47.751)	(93.371)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais, Líquidas	10.760	(3.392)	51.853	142.277

(a) Créditos por Decisão Judicial Transitada em Julgado.

(i) FINSOCIAL

A Companhia Energética de Brasília – CEB recolheu a contribuição destinada ao Fundo de Investimento Social – FINSOCIAL, instituído pelo Decreto-lei nº 1940/1982 e, após o reconhecimento de inconstitucionalidade declarada pelo Supremo Tribunal Federal – STF propôs ação judicial (processo 2005.34.00.016932-2). Obteve, assim, decisão favorável para a utilização do crédito fiscal na compensação de outros tributos próprios administrados pela Receita Federal do Brasil – RFB.

Complementarmente, a CEB solicitou, judicialmente, a mudança do polo ativo da ação para que os seus efeitos beneficiassem a CEB D, tendo em vista a desverticalização ocorrida em janeiro de 2006, o que foi deferido. A Companhia solicitou ainda à Receita Federal do Brasil, a habilitação do crédito reconhecido por decisão judicial transitada em julgado e em julho de 2016. O pedido foi deferido no valor atualizado de R\$ 31.676.

(ii) PIS/PASEP

A Companhia Energética de Brasília – CEB efetuou pagamento a maior de PIS/PASEP, no período de julho de 1991 a fevereiro de 1996, por considerar como base de cálculo do tributo a Receita Operacional Bruta do mês anterior à competência de pagamento, nos termos dos Decretos-Lei nº 2.445 e nº 2.449, ambos de 1988. Por serem estes decretos declarados inconstitucionais pelo STF, em 2005, a CEB ajuizou ação para reconhecimento do indébito tributário e restituição deste por meio de compensação, tendo sido o pleito julgado procedente, com valor atualizado de R\$ 65.173. Em 2006, após a reorganização societária, a CEB solicitou a alteração do beneficiário do crédito tributário no processo com direcionamento para a CEB Distribuição S.A..

O pedido formal de habilitação de créditos decorrente de decisão judicial transitada em julgado foi protocolado em 2016 e teve seu respectivo deferimento dado pelo Despacho Decisório nº 0008/2017 – Diort/DRF-Brasília/DF, anexado ao processo administrativo RFB nº 10166.731342/2016-10.

(b) Decorre de participação dos empregados no resultado atribuído pela CEB Distribuição S.A., em função do Acordo Coletivo de Trabalho – ACT.

30.5. RESULTADO FINANCEIRO

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Receitas Financeiras				
Juros/Variações Monetárias Sobre Ativos	9.959	4.100	18.400	42.016
Atualização Monetária – Ativos Regulatórios			84.204	63.162
Acréscimos Moratórios em Conta de Energia			39.205	31.157
Rendimentos de Aplicações Financeiras	467	1.067	7.408	10.115
Receita de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	9.380	15.705	16.225	16.192
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio	(8.388)	(15.000)	(15.000)	(15.000)
Multas e Penalidades Aplicadas			2.587	1.257
Tributos Sobre Receitas Financeiras	(1.261)		(4.145)	(5.368)
Outras Receitas Financeiras	19		185	2.542
Subtotal	10.176	5.872	149.069	146.073
Despesas Financeiras				
Juros/Variações Monetárias Sobre Passivos (a)	(316)	(68)	(30.740)	(76.051)
Encargos de Dívidas (b)			(58.831)	(70.556)
Atualização Monetária – Passivos Regulatórios			(46.239)	(39.078)
Atualização de Benefício Pós-Emprego			(166)	(196)
Recuperação de Despesas (c)			69.977	8.660
Outras Despesas Financeiras	(384)	(98)	(21.291)	(20.051)
Subtotal	(700)	(166)	(87.290)	(197.272)
Variação Cambial Sobre Fatura de Energia Elétrica (d)			(721)	14.457
Resultado Financeiro	9.476	5.706	61.058	(36.742)

(a) Juros/Variações Monetárias Sobre Passivos: a redução se deve, substancialmente, às amortizações durante o exercício de 2017 de relevantes passivos que haviam sido renegociados e parcelados e, conseqüentemente, à redução dos juros e variações monetárias se comparado os períodos.

(b) A redução se deve, substancialmente, às amortizações dos empréstimos e financiamento e das debêntures durante o exercício de 2017.

(c) Em 2017, foi efetuada a recuperação de despesas sobre a atualização monetária do passivo relacionado ao Superavit de Baixa Renda.

(d) Variação Cambial Sobre Fatura de Energia Elétrica: a variação ocorre pela flutuação da moeda estrangeira que é o indexador das faturas de compra de energia elétrica de Itaipu e pela quitação do principal contrato em moeda estrangeira ocorrido no terceiro trimestre de 2017.

31. LUCRO (PREJUÍZO) POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO

Os acionistas ordinaristas e preferencialistas possuem direitos diferentes em relação a dividendos, direito a voto e em caso de liquidação, conforme determina o estatuto social da Companhia. Desta forma, o lucro por ação, básico e diluído, foi calculado com base no lucro do exercício disponível para os acionistas.

31.1. BÁSICO

O lucro básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro atribuível aos acionistas da Companhia, disponível aos portadores de ações ordinárias e preferenciais, pela quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais em circulação durante o exercício.

31.2. DILUÍDO

O lucro diluído por ação é calculado mediante o ajuste da quantidade média ponderada de ações ordinárias e preferenciais em circulação, para presumir a conversão de todas as ações potenciais diluídas. A Companhia não possui categoria de ações potenciais diluídas.

A seguir são apresentados os cálculos do lucro por ação, básico e diluído:

	31/12/2017	31/12/2016 Reapresentado
Lucro Atribuível aos Acionistas da Companhia	152.082	112.438
Lucro Alocado às Ações Ordinárias – Básicas e Diluídas	72.168	53.355
Lucro Alocado às Ações Preferenciais – Básicas e Diluídas	79.914	59.083
Média Ponderada das Ações em Circulação		
Ações Ordinárias – Básicas e Diluídas	7.184	7.184
Ações Preferenciais – Básicas e Diluídas	7.232	7.232
Lucro por Ação – R\$		
Ações Ordinárias – Básicas e Diluídas	10,1332	7,4917
Ações Preferenciais – Básicas e Diluídas	10,9325	8,1049

32. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

32.1. CONTROLADORA FINAL

A Companhia é controlada pelo Governo do Distrito Federal – GDF.

32.2. REMUNERAÇÃO DO PESSOAL-CHAVE DA ADMINISTRAÇÃO

O Grupo não possui transações de empréstimos ou outras transações com diretores/conselheiros ou familiares imediatos.

As remunerações dos administradores, responsáveis pelo planejamento, direção e controle das atividades da Companhia e de suas controladas, que incluem os membros do Conselho de Administração e diretores estatutários, estão apresentadas a seguir:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
Remuneração	1.701	813	6.607	5.292
Demais Benefícios de Curto Prazo	490	216	1.311	1.523
Total	2.191	1.029	7.918	6.815

A Companhia não concede remuneração variável e tampouco benefícios pós-emprego aos administradores e conselheiros.

32.3. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

Os saldos e as transações com partes relacionadas da Companhia estão demonstrados conforme a seguir:

32.3.1. Operações da Controladora com suas Controladas

Transações Com Partes Relacionadas (Balanço Patrimonial)	Notas	Controladora	
		31/12/2017	31/12/2016
Ativo		36.011	23.235
Contas a Receber, Líquido da PECLD		15.323	7.232
Governo do Distrito Federal	a	15.323	7.232
Demais Ativos		20.688	15.912
Dividendos/JSCP	b	8.794	7.517
CEB Lajeado S.A.		7.130	7.130
CEB Geração S.A.			162
CEB Participações S.A.			
Corumbá Concessões S.A.		308	204
Energética Corumbá III S.A.		1.356	21
Empréstimos e Financiamentos (Mútuos)		11.894	8.394
CEB Distribuição S.A.			4.492
Corumbá Concessões S.A.		11.894	3.902
Outras Operações			186
CEB Distribuição S.A.			186
Passivo		3.078	11.523
Dividendos	c	2.215	10.623
Governo do Distrito Federal		2.215	10.623
Demais Obrigações		863	900
CEB Distribuição S.A.	d	733	733
CEB Distribuição S.A.	e	130	167

Transações Com Partes Relacionadas (Resultado)	Notas	Controladora	
		31/12/2017	31/12/2016
Receitas		50.428	41.251
Receita de Prestação de Serviços		49.776	40.354
Governo do Distrito Federal	f	49.776	40.354
Encargos de Mútuo		652	897
CEB Distribuição S.A.			897
Corumbá Concessões S.A.	g	652	
Despesas		(39.837)	(7.282)
Provisão/Reversão Estimada de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa		(39.837)	(7.282)
Governo do Distrito Federal	h	39.837	(7.282)

a) Representa valores a receber por serviços prestados de obras e manutenção da rede de iluminação pública ao Governo do Distrito Federal. Estes serviços são prestados conforme contratos realizados entre a CEB e o GDF;

b) Representa valores a receber de dividendos declarados e juros sobre o capital próprio decorrentes dos resultados das investidas;

c) Trata-se de dividendos a pagar ao acionista controlador;

d) A CEB D possui empregados cedidos à Companhia Energética de Brasília – CEB, que efetua mensalmente o ressarcimento do custo efetivo dos salários e dos benefícios dos empregados cedidos. A cessão é por tempo indeterminado e não há cobrança de taxas adicionais;

e) Refere-se a valores a pagar de depósitos de faturas de órgãos públicos realizado na conta corrente da Companhia Energética de Brasília – CEB, que serão repassados, através de encontro de contas, à CEB D;

f) Representa a receita pelos serviços de iluminação pública (obras e manutenção do parque) prestados ao Governo do Distrito Federal – GDF (Administrações Regionais, Empresas Públicas, Secretarias de Governo e Outros). Estes serviços são faturados de acordo com os contratos firmados entre a CEB e o Governo do Distrito Federal – GDF.

g) Diz respeito aos encargos dos empréstimos (mútuos) realizados com a investida Corumbá Concessões S.A. em 2016 e 2017, cujas remunerações correspondem a juros de 1% + IGP-M e a 128% do Certificado de Depósito Interbancário – CDI, respectivamente; e

h) Representa as variações sobre as Perdas Estimadas com Créditos de Liquidação Duvidosa com o Governo do Distrito Federal – GDF, pelos serviços de manutenção e obras de Iluminação Pública por serviços prestados pela CEB.

32.3.2. Operações do Grupo e seus acionistas controladores e coligadas

17. Transações Com Partes Relacionadas (Balanço Patrimonial)	Notas	Consolidado	
		31/12/2017	31/12/2016
Ativo		95.005	93.621
Contas a Receber, Líquida da PECLD		73.761	87.465
Corumbá Concessões S.A.	a	1.814	406
Energética Corumbá III S.A.	a	88	99
Governo do Distrito Federal	b	71.859	86.960
Demais Ativos		21.244	6.156
Dividendos/JSCP	c	7.715	1.359
Corumbá Concessões S.A.		308	204
Energética Corumbá III S.A.		1.356	21
Investco S.A.		6.051	1.134
Empréstimos e Financiamentos (Mútuos)		13.529	4.796
Corumbá Concessões S.A.		13.529	4.796
Outras Operações			1
Governo do Distrito Federal			1
Passivo		151.430	246.248
Fornecedores	d	24.491	23.200
Corumbá Concessões S.A.		19.208	18.318
Energética Corumbá III S.A.		5.283	4.882
Contribuição de Iluminação Pública	e	121.600	207.412
Governo do Distrito Federal		121.600	207.412
Dividendos	f	2.215	10.623
Governo do Distrito Federal		2.215	10.623
Arrendamento a Pagar		3.124	5.013
Investco S.A.		3.124	5.013

Transações Com Partes Relacionadas (Resultado)	Notas	Consolidado	
		31/12/2017	31/12/2016
Receitas		448.533	558.500
Receita de Disponibilidade da Rede	g	6.266	4.145
Corumbá Concessões S.A.		5.288	3.309
Energética Corumbá III S.A.		978	836
Receita de Prestação de Serviços e Fornecimento de Energia Elétrica	h	440.506	553.651
Governo do Distrito Federal		440.506	553.651
Receita de Dividendos/JSCP		1.109	704
Corumbá Concessões S.A.		117	
BSB Energética S.A.		992	531
Energética Corumbá III S.A.			173
Encargos de Mútuo		652	
Corumbá Concessões S.A.		652	
Despesas		(264.899)	(350.940)
Energia Comprada Para Revenda	i	(214.080)	(232.160)
Corumbá Concessões S.A.		(169.044)	(190.399)
Energética Corumbá III S.A.		(45.036)	(41.761)
Despesa com Arrendamento		(37.487)	(60.156)
Investco S.A.		(37.487)	(60.156)
Provisão Estimada de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa	j	(13.332)	(58.624)
Governo do Distrito Federal		(13.332)	(58.624)

a) As empresas Corumbá Concessões S.A. e Energética Corumbá III S.A. são acessantes do sistema de distribuição de energia elétrica da CEB D e pagam pelo seu uso por meio de tarifas regulamentadas pelo Órgão Regulador;

b) Trata-se do fornecimento de energia elétrica (CEB D) e serviços de iluminação pública (obras e manutenção da rede) da Companhia Energética de Brasília – CEB prestados ao Governo do Distrito Federal – GDF. Pelo fornecimento de energia elétrica é cobrada a tarifa homologada pelo Órgão Regulador para a classe Poder Público. Pelos serviços de obras e manutenção da rede de iluminação pública, a cobrança é feita com base em contratos firmados entre a CEB e o Governo do Distrito Federal – GDF;

c) Representa valores a receber de dividendos declarados e juros sobre o capital próprio sobre o resultado das coligadas;

d) A CEB D tem contratos bilaterais de suprimento de energia com as empresas Corumbá Concessões S.A. e Energética Corumbá III S.A.;

e) A Contribuição de Iluminação Pública – CIP foi instituída no Distrito Federal pela Lei Complementar nº 673, de 27 de dezembro de 2002, para o custeio dos serviços de iluminação pública prestados aos contribuintes nas vias e nos logradouros públicos do Distrito Federal. A cobrança da CIP é efetuada na fatura de consumo de energia elétrica e é devida ao Governo do Distrito Federal – GDF;

f) Trata-se de dividendos do acionista controlador;

g) As empresas Corumbá Concessões S.A. e Energética Corumbá III S.A. são acessantes do sistema de distribuição de energia elétrica da CEB D e pagam pelo seu uso por meio de tarifas regulamentadas pelo Órgão Regulador;

h) Representa a receita decorrente do fornecimento de energia e dos serviços de iluminação pública (obras e manutenção do parque) prestados ao Governo do Distrito Federal – GDF (Administrações Regionais, Empresas Públicas, Secretarias de Governo e Outros). Estes serviços são faturados de acordo com os contratos firmados entre a CEB e o Governo de Distrito Federal – GDF.

i) A CEB D tem contratos bilaterais de suprimento de energia com as empresas Corumbá Concessões S.A. e Energética Corumbá III S.A.; e

j) Representam as reversões das Perdas Estimadas de Créditos de Liquidação Duvidosa com o Governo do Distrito Federal – GDF (vencidos há mais de 360 dias), cuja natureza do serviço inclui o fornecimento de energia elétrica registrado na CEB D e serviços de manutenção e obras de iluminação pública prestados pela CEB.

32.3.3. Operações com a FACEB

A Companhia e suas controladas são patrocinadoras da Fundação de Previdência dos Empregados da CEB – FACEB. Vide detalhes das transações na Nota Explicativa nº 25.

32.4. ACORDO DE COOPERAÇÃO TÉCNICA

Em outubro de 2012, a Diretoria da CEB D, por meio da Resolução nº 378, autorizou a celebração de Acordo de Cooperação Técnica com a Secretaria de Planejamento e Orçamento do Distrito Federal – SEPLAN, órgão que administra o parque tecnológico do Governo do Distrito Federal – GDF, a fim de migrar os serviços de processamento e armazenamento de dados da Companhia para o Data Center da SEPLAN. O referido Acordo prevê ainda, a utilização pela SEPLAN, dos dutos da CEB D para fazer o cabeamento de fibra ótica, sem custos recíprocos.

33. SEGUROS (NÃO AUDITADO)

Em 31 de dezembro de 2017, a cobertura de seguros contra riscos operacionais da CEB D incluía danos materiais, não havendo cobertura para lucros cessantes e responsabilidade civil.

Os bens móveis e imóveis compostos por equipamentos, máquinas, ferramentas, móveis e utensílios e demais instalações relacionadas aos prédios administrativos, operacionais, laboratórios e subestações de distribuição, componentes do ativo imobilizado, estão cobertos, até 30 de dezembro de 2018, por contrato de seguro para riscos nomeados contra incêndio, raio, explosão e danos elétricos. O custo do prêmio foi de R\$ 1.900 e a importância segurada é de R\$ 175.000.

Os bens das Usinas Hidrelétricas Luís Eduardo Magalhães (CEB Lajeado S.A.), Queimado (CEB Participações S.A.), Corumbá III (Energética Corumbá III S.A.) e Corumbá IV (Corumbá Concessões S.A.), também estão devidamente segurados.

34. CONCILIAÇÃO DO RESULTADO DO PERÍODO E O FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAS

		Controladora		Consolidado
	31/12/2017	31/12/2016	31/12/2017	31/12/2016
		Reapresentado		Reapresentado
Resultado Antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social	161.293	84.204	262.469	96.052
Ajustes ao Lucro/ (Prejuízo) do Período				
Depreciação e Amortização	208	167	65.569	53.618
Resultado de Equivalência Patrimonial	(96.980)	(93.201)	(18.351)	(26.604)
Receita de Construção			(83.471)	(53.889)
Custo de Construção - Concessão			83.471	53.889
Perda na Alienação de Imobilizado e Intangível				1.378
Constituição/(Reversão) Estimativa de Perda com créditos de liquidação duvidosa	(39.837)	7.282	58.769	50.272
Encargos da Dívida			58.828	70.556
Atualização a Valor Justo do Ativo Financeiro Indenizável			(3.886)	(30.196)
Atualização Monetária – Mútuo	(652)	(897)	(652)	
Atualização Monetária – Contribuição de Iluminação Pública			3.512	14.689
Custo de Transação com Empréstimos			521	327
Provisões/Reversões de Riscos Trabalhista, Cível e Fiscais	(10.616)	2.471	24	(6.150)
Dividendos Recebidos – Custo	(992)	705	(992)	1.192
	(148.869)	(83.473)	163.342	129.082
(Acréscimos)/Decréscimos nos Ativos Operacionais				
Contas a Receber	29.583	4.506	76.122	24.374
Estoques	(14)	(111)	453	(1.590)
Aplicações Financeiras			(1)	(1.333)
Depósitos e Bloqueios Judiciais	528	(57)	(6.521)	(3.617)
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros			(345.263)	321.438
Tributos e Contribuições Compensáveis	7.057	13.587	(15.761)	(88.928)
Demais Créditos	(3.970)	(9.694)	(23.436)	(45.857)
	33.184	8.231	(314.407)	204.487
Acréscimos/(Decréscimos) nos Passivos Operacionais				
Fornecedores	5.544	1.038	179.023	(128.800)
Obrigações Tributárias	4.144	95	(62.904)	(144.776)
Contribuição de Iluminação Pública			(52.798)	(37.783)
Encargos Regulatórios			(150.751)	123.437
Obrigações Sociais e Trabalhistas	77	(56)	(69)	7.595
Obrigações Societárias	(2.950)	(8.001)	(10.636)	(10.640)
Valores a Pagar de Parcela A e Outros Itens Financeiros			249.380	(45.439)
Benefícios Pós-Emprego			(148.475)	1.224
Obrigações Vinculadas a Concessão			(2.889)	(40.683)
Demais Obrigações	1.009	527	(292)	8.214
	7.824	(6.397)	(411)	(267.651)
Caixa Proveniente das Atividades Operacionais				
Recebimento de Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio	57.708	45.521	25.018	35.446
Pagamento de Imposto Renda e Contribuição Social			(63.716)	(32.713)
Pagamento de Encargos da Dívida			(54.284)	(66.218)
	58.360	46.418	(92.982)	(63.485)
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades Operacionais	111.792	48.983	18.011	98.485

35. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

O Grupo possui quatro segmentos divulgáveis de unidades de negócios estratégicas. Para cada uma delas, a Administração analisa os relatórios internos periodicamente. O resumo seguinte descreve as operações dos segmentos reportáveis:

- Distribuição e comercialização de energia elétrica: tem como atribuição distribuir e comercializar energia, sendo responsável por operar e manter a infraestrutura, bem como prestar serviços correlatos. Atua por intermédio da CEB Distribuição S.A.;
- Geração de energia: tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulicas. Atua por intermédio da empresa CEB Geração S.A. e a CEB Participações S.A.;
- Comercialização de energia elétrica: tem como atribuição a comercialização de energia. Atua por intermédio da CEB Lajeado S.A.; e
- Outros – Neste segmento está a Companhia Energética de Brasília – CEB, que tem como atribuições a participação em outras sociedades como sócia-quotista ou acionista e a prestação de serviços de expansão e manutenção do parque de iluminação pública do Distrito Federal; e a Companhia Brasileira de Gás, que tem como atribuição a exploração do serviço público de distribuição de gás canalizado.

As informações referentes a cada segmento reportável para os períodos findos em 31 de dezembro de 2017 e de 2016 estão contempladas no quadro seguinte:

35.1. DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADO POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

	Exercício findo em 31/12/2017					
	Distribuição	Geração	Comercialização	Outros	Eliminações	Consolidado
ATIVOS DO SEGMENTO	1.223.795	6.655	108.966	15.999		1.355.415
Adições (reduções) Aos Ativos do Segmento no Exercício	257.890	415	(5.343)	2.205		255.166
INVESTIMENTOS EM SOCIEDADES			177.931	655.818	(515.374)	318.375
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.656.502	14.718	143.110	52.611	(146.455)	2.720.486
Custo com Energia Elétrica	(1.969.083)	(1.543)	(30.040)		146.455	(1.854.211)
Custo de Operação	(277.312)	(3.904)	(35.374)	(2.543)		(319.133)
Custo do Serviço Prestado a Terceiros	(5.817)		(1.313)	(34.512)		(41.642)
Lucro Bruto	404.290	9.271	76.383	15.556		505.500
Receitas/ (Despesas) Operacionais	(307.606)	(2.199)	(1.097)	135.702	(84.830)	(260.030)
Despesas com Vendas	(137.349)			39.836		(97.513)
Despesas Gerais e Administrativas	(200.629)	(2.263)	(11.430)	(11.873)	3.528	(222.667)
Resultado de Equivalência Patrimonial			9.731	96.979	(88.358)	18.352
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	30.372	64	602	10.760		41.798
Lucro (Prejuízo) Operacional antes do Resultado Financeiro	96.684	7.072	75.286	151.258	(84.830)	245.470
Receitas (Despesas) Financeiras	46.817	337	4.380	9.524		61.058
Receitas Financeiras	133.543	571	5.019	10.223	(287)	149.069
Despesas Financeiras	(86.005)	(234)	(639)	(699)	287	(87.290)
Variação Cambial	(721)					(721)
Lucro (Prejuízo) Operacional Antes dos Tributos	143.501	7.409	79.666	160.782	(84.830)	306.528
Imposto de Renda e Contribuição Social	(95.092)	(840)	(20.621)	(9.212)		(125.765)
Imposto de Renda e Contribuição Social – Corrente		(840)	(21.028)	(5.804)		(27.672)
Imposto de Renda e Contribuição Social – Diferido	(95.092)		407	(3.408)		(98.093)
Prejuízo do Período	48.409	6.569	59.045	151.570	(84.830)	180.763
Atribuído aos Acionistas Controladores						152.082
Atribuído aos Acionistas não Controladores						25.151

	Exercício findo em 31/12/2016 – Reapresentado					
	Distribuição	Geração	Comercialização	Outros	Eliminações	Consolidado
ATIVOS DO SEGMENTO	965.905	6.240	114.309	13.794		1.100.249
Adições (Reduções) Aos Ativos do Segmento no Exercício	(2.315)	(16)	(4.258)	(981)		(7.570)
INVESTIMENTOS EM SOCIEDADES			186.354	647.848	(508.794)	325.408
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.057.093	15.101	134.076	39.488	(131.204)	2.114.554
Custo com Energia Elétrica	(1.593.909)	(1.848)	(29.029)		131.216	(1.493.570)
Custo de Operação	(243.318)	(3.532)	(61.018)	(8.305)		(316.173)
Custo do Serviço Prestado a Terceiros	(1.256)			(25.431)		(26.687)
Lucro Bruto	218.610	9.721	44.029	5.752	12	278.124
Receitas/ (Despesas) Operacionais	(139.231)	(1.325)	10.387	74.412	(89.573)	(145.330)
Despesas com Vendas	(112.030)			(7.291)		(119.321)
Despesas Gerais e Administrativas	(168.591)	(3.225)	(10.159)	(10.453)	(2.417)	(194.845)
Resultado de Equivalência Patrimonial			19.623	95.370	(88.434)	26.559
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	141.390	1.900	923	(3.214)	1.278	142.277
Lucro (Prejuízo) Operacional antes do Resultado Financeiro	79.379	8.396	54.416	80.164	(89.561)	132.794
Receitas (Despesas) Financeiras	(45.031)	670	1.876	5.743		(36.742)
Receitas Financeiras	133.541	762	6.851	5.910	(991)	146.073
Despesas Financeiras	(193.029)	(92)	(4.975)	(167)	991	(197.272)
Variação Cambial	14.457					14.457
Lucro (Prejuízo) Operacional antes dos Tributos	34.348	9.066	56.292	85.907	(89.561)	96.052
Imposto de Renda e Contribuição Social	15.924	(743)	(9.653)	28.234		33.762
Imposto de Renda e Contribuição Social – Corrente	(63.733)	(743)	(9.273)	(1.872)		(75.621)
Imposto de Renda e Contribuição Social – Diferido	79.657		(380)	30.106		109.383
Lucro / (Prejuízo) do Período	50.272	8.323	46.639	114.141	(89.561)	129.814
Atribuído aos Acionistas Controladores						112.438
Atribuído aos Acionistas não Controladores						17.376

36. EVENTO SUBSEQUENTE

36.1. 2º EQUACIONAMENTO DO PLANO COMPLEMENTAR DE BENEFÍCIOS PREVIDENCIAIS DA FACEB (PLANO BD)

No mês de fevereiro de 2018, a FACEB iniciou os procedimentos do 2º equacionamento de desequilíbrio financeiro do Plano de Benefício Definido de Previdência, correspondente ao valor mínimo de R\$ 25.600, que será suprido por meio de contribuições extraordinárias a serem pagas pelas patrocinadoras; participantes ativos; autopatrocinados; aposentados; e pensionistas, conforme determina a legislação. Os pagamentos ocorrerão a partir do mês de fevereiro de 2019. Os procedimentos estão respaldados pelo Parecer Atuarial MERCER GAMA nº 34/18, e de acordo com a Resolução MPS/CGPC nº 26/2008 e suas alterações.

Brasília, 27 de março de 2018.

LENER SILVA JAYME
Diretor-Presidente

PAULO AFONSO TEIXEIRA MACHADO
Diretor Técnico

FERNANDO OLIVEIRA FONSECA
Diretor de Planejamento Estratégico

JOSÉ ANTONIO CASEIRO VICENTE
Diretor Administrativo-Financeiro e de
Relações com Investidores

MARLY GOMES ARAÚJO
Contadora
CRC – DF 7901/O-8