



COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA

COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB

CNPJ: 00.070.698/0001-11

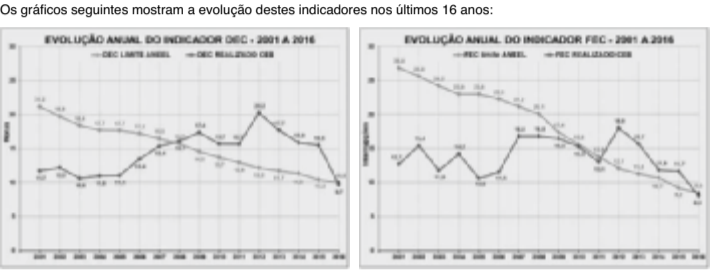
Setor de Indústria e Abastecimento - SIA - Setor de Áreas Públicas, Lote C

CEP: 71.215-902 - Brasília - DF - Telefones: 3465 9604 e 4465 9602

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO – 2016

I. MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores e Senhoras Acionistas, De acordo com a legislação vigente e com as disposições estatutárias, temos a honra de apresentar o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia Energética de Brasília – CEB e os pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, relativos ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016. O ano de 2016 foi para a Companhia, mais uma vez, um período de grandes desafios e também de oportunidades. A CEB ainda é uma organização em pleno processo de transformação. De certa forma, a Companhia está passando por um processo de depreciação inevitável, mas construtivo. Os principais desafios, em 2016, ainda estiveram relacionados com a CEB Distribuição S.A., tais como a redução dos custos e despesas operacionais; diminuição da elevada alavancagem; redução das fraudes e ligações clandestinas; busca de elevar a receita de venda de energia; melhoria da Base de Remuneração Regulatória para o 4º Ciclo de Revisão Tarifária que ocorreu em outubro de 2016, garantindo uma tarifa mais adequada e mais justa em relação aos investimentos realizados; além da preparação da Distribuidora para as transformações inexoráveis em termos tecnológicos, bem como para as novas e crescentes mudanças regulatórias. Outra conquista importante foi conviver e superar um contexto macroeconômico hostil. De fato, o PIB atingiu apenas 0,5% em 2014, seguido de retrações correspondentes a -3,8% em 2015 e -3,6% em 2016, levando o Brasil a conviver com mais de 12 milhões de desempregados. Essa combinação de recessão com inflação elimina empregos e corrói o poder de compra, o que aumenta, inclusive, o número de pessoas que vive na miséria. A crise, em última instância, se disseminou por todos setores: na segurança; na educação; na saúde; e nas contas públicas dos três níveis de governo. A consequência mais direta deste cenário macroeconômico para o negócio CEB Distribuição S.A. foi a redução no consumo de energia na sua área de concessão, ao diminuir de 6.084 GWh em 2015, para 6.046 GWh em 2016. Essa queda não foi maior porque o número de unidades consumidoras aumentou 1,4% em 2016. Em termos de oportunidades, a Distribuidora conseguiu registrar melhorias importantes, sobretudo na qualidade do serviço, no relacionamento com o consumidor e situação econômico-financeira. A qualidade do fornecimento do serviço de energia elétrica é mensurada e monitorada pela ANEEL, por meio de dois principais indicadores: o DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidades Consumidoras e o FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidades Consumidoras. O primeiro indica o número de horas que um consumidor fica sem energia elétrica e, o segundo, quantas vezes houve interrupção de energia elétrica para uma unidade consumidora. Tanto para o DEC como para o FEC, concluímos o ano de 2016 atendendo os limites estabelecidos pelo Regulador e com melhores resultados obtidos desde que os indicadores em consideração foram criados em 2001. Trata-se de um fato inédito!



Por outro lado, o foco no relacionamento com o cliente foi um dos principais pilares que direcionaram as ações transformadoras da CEB Distribuição S.A. Nesse sentido, a Empresa investiu na otimização do atendimento prestado pelos empregados que foram diretamente com o consumidor. Palestras de sensibilização, treinamentos específicos e provas de conhecimento foram realizadas com os atendentes do Call Center visando a eliminação de imperfeições no atendimento por meio de telefone, tornando o processo mais ágil, cortês e eficiente. Essas melhorias foram percebidas pelos nossos consumidores e provocaram uma redução substancial do volume de reclamações encaminhadas aos vários níveis de atendimentos disponibilizados pela Distribuidora e, inclusive, na Ouvidoria da ANEEL. Isso mostra que o consumidor quando procura nosso atendimento resolve, de fato, sua demanda. É também um indicador que mostra o grau de confiabilidade, de segurança e de maturidade do nosso atendimento. O consumidor, por sua vez, confia que o seu problema será resolvido. Como se pode observar, não obstante as dificuldades decorrentes do contexto macroeconômico, a Administração não mediu esforços para dar nova dimensão à Companhia buscando, assim, o melhor desempenho na CEB Distribuição S.A. mais, também, em todos os seus negócios. Nesse contexto, é relevante destacar que em 2016 mais de 75% das distribuidoras apresentaram algum nível de sobrecontratação de energia. A CEB Distribuição S.A. foi uma das mais sobrecontratadas. Diante das causas que produziram tal situação destacamos a retração econômica e os aumentos tarifários ocorridos em 2015 para compensar as perdas ocasionadas pela redução artificial das tarifas promovida pela Medida Provisória nº 579/2012, causando uma forte diminuição no consumo de energia elétrica nos mercados das distribuidoras em geral, assim como na CEB Distribuição S.A. Tal redução no consumo, já em 2015 e no agravamento em 2016, causou os excedentes de energia contratadas pelas distribuidoras, superando o limite regulatório de 5% de sobrecontratação, para o qual há mecanismos de compensação. De fato, as sobras de energia da CEB Distribuição S.A. em 2016 foram de 16,27% em relação ao total de energia contratada, após o desconto do limite regulatório (5% do mercado verificado), resultou na sobrecontratação de 1,020 GWh, representando 12,1% da energia contratada pela Distribuidora. Após as ações gerenciais implementadas em 2016, este percentual de sobrecontratação foi reduzido para 9,5%. No processo do 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica ocorrido em 2016, o Órgão Regulador considerou toda sobrecontratação no cálculo das tarifas. Parte destas, relativa ao excedente de 5%, no valor de R\$ 65,2 milhões, foi provisionado como Passivo Financeiro – Sobrecontratação, em função das incertezas sobre o acolhimento da alegação de involuntariedade da ANEEL, cuja decisão ocorrerá em 2017. Ainda assim, concluímos o ano de 2016 com a certeza e a plena convicção de que fizemos o máximo para contornar o contexto empresarial desfavorável. A tabela subsequente mostra o EBITDA (LAJIDA) alcançado nos exercícios de 2014, 2015 e 2016:

Tabela de dados econômicos e financeiros consolidados para 2014, 2015 e 2016.

Apesar do exercício de 2016 ter sido iniciado sob o signo da incerteza e de grandes transformações no setor de energia elétrica – Mercado Livre; Geradora Distribuída; Sobrecontratação; 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica; e outros – a Distribuidora conseguiu registrar uma boa performance empresarial. Assim, foram alcançados resultados expressivos nas áreas de qualidade e atendimento ao consumidor, bem como do ponto de vista econômico-financeiro. Embora se verifiquem evidências inequívocas de melhorias operacionais e econômico-financeiras, ainda temos muito o que evoluir nos próximos anos. E serão continuamente melhorados!

As expectativas para o ano de 2017 são positivas pelos seguintes razões principais: a melhoria do deficit fiscal, receitas maiores que os custos e despesas operacionais começa, de fato, a acontecer ao longo de 2017, em função das decisões que vêm sendo tomadas; injeção de capital com a venda de participações societárias detidas pela CEB Holding em empresas de geração de energia elétrica, autorizadas pela Lei Distrital nº 5.577/2015; cumprimento rigoroso dos compromissos e obrigações do Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 066/1999 – ANEEL, prorrogado em dezembro de 2015; criação de condições para o atendimento das metas de DEC e FEC, bem como as de sustentabilidade econômico-financeira; realização de investimentos no volume necessário para eliminar o G&P existente; ainda, a redução do serviço de dívida que é muito elevado.

Finalmente, a Companhia Energética de Brasília – CEB não poderia deixar de agradecer aos seus consumidores, fornecedores, acionistas, colaboradores, entidades de classe e à população do Distrito Federal pela confiança depositada em sua gestão, ao tempo que reafirma seu compromisso de continuar prestando os serviços de energia elétrica com qualidade e confiabilidade, tarifas justas, inovação tecnológica, ética e transparência.

ARI JOAQUIM DA SILVA – Presidente da Companhia Energética de Brasília – CEB FRANCISCO AURELIO SAMPAIO SANTIAGO – Presidente do Conselho de Administração

II. CENÁRIO MACROECONÔMICO

Segundo o Instituto Brasileiro de Economia – IBE, da FGV, o ano de 2016 foi o terceiro ano da mais grave e duradoura recessão jamais experimentada pelo Brasil nos últimos 100 anos. Lamentavelmente, as expectativas do início do ano se confirmaram: foi um exercício de contínua deterioração econômica e de grande instabilidade política. A este cenário sombrio no ambiente doméstico somou-se uma conjuntura internacional preocupante com vários mercados apresentando desaceleração econômica e recendo, cada vez mais, a medidas protecionistas que estão pressionando os níveis do comércio internacional. O PIB, em 2016, novamente sofreu contração, apresentando uma redução -3,6% em relação ao mesmo período do ano anterior. O desemprego passou de 9,0% em dezembro de 2015 para 11,9% no final do exercício de 2016, enquanto o déficit primário acumulado no ano alcançou 1,3% do PIB em 2016, frente a um déficit de 0,8% no mesmo período de 2015. O deficit em conta corrente, por sua vez, segue diminuindo, em função da contração da atividade econômica. Já o deficit nas contas externas caiu de 3,3% do PIB em 2015 para 1,1% do PIB em 2016. A inflação alcançou 6,29% em 2016 e o BACEN reduziu os juros para 13,75%, em dezembro do mesmo ano. O balanço de pagamentos melhorou em 2016, com o superávit de R\$ 3,96 bilhões registrados em dezembro de 2015, e o país apresenta reservas internacionais da ordem de US\$ 70 bilhões. Apesar do Brasil estar mergulhado na recessão e com mais de 12 milhões de desempregados, existe um certo otimismo com relação ao futuro próximo. Há expectativas de que o mercado de ações volte a um novo círculo virtuoso de crescimento, podendo chegar a 100 mil pontos no ano de 2017. Por outro lado, o Governo tem encaminhado medidas para melhoria da economia. Dentre elas, destacam-se a liberação de R\$ 43 bilhões oriundos de contas inativas do FGTS, com o objetivo de injetar dinheiro no mercado; a prorrogação da Proposta de Emenda à Constituição – PEC do teto de gastos públicos federais ocorrida em 16 de dezembro de 2016, limitando-os à inflação apurada no ano anterior por um período de vinte anos, representando importante contribuição para o equilíbrio das contas públicas; além do projeto de reforma estrutural relativa à Previdência que ocupará a agenda do Congresso em 2017, posto que os gastos saltaram de 0,3% do PIB, em 1997, para projetos 2,7%, em 2017, caracterizando um desequilíbrio crescente; bem como a reforma trabalhista, visando a modernização das relações de trabalho, uma vez que a Consolidação das Leis do Trabalho remonta à década de 1940.

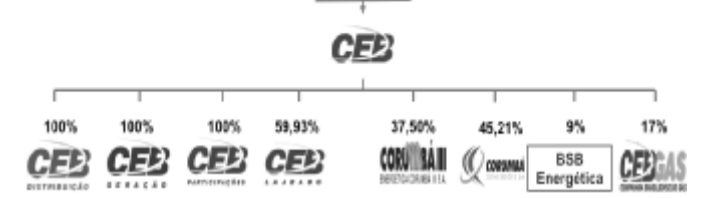
III. PERFIL DA COMPANHIA

A Companhia Energética de Brasília – CEB originou-se da Companhia de Eletricidade de Brasília, criada em 16 de dezembro de 1968, oriunda do Departamento de Força e Luz – DFL da Novacap. No início da década de 1990 a CEB passou a investir em novos negócios, obtendo concessão de gás canalizado em 1993 bem como participação em consórcio de aproveitamento hidrelétrico, em 1994. No ano de 2006, atendendo ao disposto na Lei nº 10.848/2004 e na Resolução Autorizativa nº 318/2005 – ANEEL, a CEB foi submetida a uma reestruturação societária, passando, respectivamente, as concessões de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal e de gerações das Usinas Hidrelétricas do Paranoá, Termelétrica de Brasília, e da Usina de Queimado (parte da CEB no Consórcio Cemig-CEB), para as empresas CEB Distribuição S.A., CEB Geração S.A. e CEB Participações S.A. Dessa forma, a Companhia tornou-se controladora de empresas nos ramos de distribuição e de geração de energia elétrica, tendo também participações em empresas coligadas, controlada em conjunto e ligada.

Estrutura Societária A Companhia Energética de Brasília é uma sociedade de economia mista, de capital aberto, regida pela Lei das Sociedades Anônimas (Lei nº 6.404/1976), tendo por órgão fiscalizador de suas ações mercadológicas a Comissão de Valores Mobiliários (CVM), desde seu registro na entidade, em 4 de julho de 1994. Esse é um desdobramento que tem um significado importante, exatamente porque mostra de forma clara que, mesmo com a Companhia operando e realizando seus investimentos, houve redução do seu nível de alavancagem. Em 2014, por exemplo, para cada R\$ 1,00 de total do passivo, R\$ 0,88 representava obrigações. Em 2016, essa relação melhorou para R\$ 0,73, ou seja, a Companhia melhorou bastante, porque o capital, as reservas e a conta prejuízos acumulados apresentaram performances positivas.

Atualmente, o capital social da CEB, no montante de R\$ 566.025.355,62 (quinhentos e sessenta e seis milhões, vinte e cinco mil, trezentos e cinquenta e cinco reais e sessenta e dois centavos), apresenta a seguinte composição: Composição Acionária (Controlador)

Tabela de composição acionária com colunas para Acionistas, Ações Ordinárias, Ações Preferenciais e Ações Totais.



Dados Econômico-Financeiros Consolidado (R\$ Mil) 2015 (Reapresentado) 2016 Δ (R\$ Mil) Receita Operacional Bruta 4.001.658 3.525.642 (476.016) Receita Operacional Líquida 2.396.004 2.114.554 (281.450) Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos 195.064 190.292 (90.886) EBITDA (LAJIDA) 289.979 190.292 (99.686) Lucro Líquido (Prejuízo) 49.300 133.693 84.393 Patrimônio Líquido 781.603 846.476 64.873

Fonte: Demonstrações Contábeis da Companhia Energética de Brasília. Com relação à receita de Faturamento ao Consumidor, que evidencia a energia elétrica fornecida, houve crescimento de 3,1%, evoluindo de R\$ 3.224.448 mil, em 2015, para R\$ 3.324.987 mil em 2016. Por sua vez, os Custos e Despesas Operacionais, que em 2016, sofreram vários ajustes não recorrentes, caíram 8,8%, ao invólucrum de R\$ 2.106.025 mil em 2015, para R\$ 1.920.051 mil em 2016. O Lucro Consolidado atingiu R\$ 133.693 mil no exercício de 2016, representando um aumento de R\$ 84.393 mil, em relação àquele representado em 2015 (R\$ 49.300 mil). Por último, vale a pena destacar a evolução do Patrimônio Líquido que, em 2016, foi de 8,29%, ao evoluir de R\$ 781.603 mil, em 2015, para R\$ 846.476 mil em 2016. Esse é um desempenho que tem um significado importante, exatamente porque mostra de forma clara que, mesmo com a Companhia operando e realizando seus investimentos, houve redução do seu nível de alavancagem. Em 2014, por exemplo, para cada R\$ 1,00 de total do passivo, R\$ 0,88 representava obrigações. Em 2016, essa relação melhorou para R\$ 0,73, ou seja, a Companhia melhorou bastante, porque o capital, as reservas e a conta prejuízos acumulados apresentaram performances positivas.

IV. NEGÓCIOS DA COMPANHIA

Empresas Controladas CEB Distribuição S.A. Nos termos do Contrato de Concessão nº 66/1999 – ANEEL, a Empresa tem por objeto a distribuição e comercialização de energia elétrica no Distrito Federal ou em outras áreas do País, cuja concessão para exploração seja outorgada. Em 9 de dezembro de 2015, a CEB Distribuição S.A. e o Poder Concedente, por intermédio do Ministério de Minas e Energia – MME, celebraram o Quarto Termo Aditivo ao Contrato de Concessão nº 66/1999 – ANEEL, publicado na edição de 24 de dezembro de 2015 do Diário Oficial da União, que formalizou a prorrogação do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica por mais 30 anos, vigente até 7 de julho de 2045. A área de concessão da CEB Distribuição S.A. corresponde a 5.780 km² e abrange todo o Distrito Federal, dividido em regiões administrativas, atendendo a 1.035.948 clientes. Dados Econômico-Financeiros (R\$ Mil) 2015 (Reapresentado) 2016 Δ (R\$ Mil) Receita Operacional Bruta 3.934.556 3.442.356 (492.200) Receita Operacional Líquida 2.348.022 2.052.795 (295.227) Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos 98.128 34.346 (64.782) EBITDA (LAJIDA) 256.053 125.599 (130.454) Lucro Líquido (Prejuízo) 36.446 50.279 13.833 Patrimônio Líquido 308.875 359.180 50.305

Fonte: Demonstrações Contábeis da CEB Distribuição S.A. No exercício de 2016, apesar da continuidade do cenário de recessão econômica que afetou o consumo de energia, a CEB Distribuição S.A. registrou um lucro expressivo de R\$ 50.270 mil, resultado superior àquele alcançado em 2015 (R\$ 36.446 mil). Por sua vez, em 2016, registrou-se um EBITDA (LAJID) no montante de R\$ 125.599 mil, inferior ao apurado em 2015, no valor de R\$ 256.053 mil. Note-se que em 2015, esse agregado foi influenciado, positivamente, principalmente, pela reversão do Plano Assistencial, no valor de R\$ 90,712 mil decorrente da Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI nº 2014002030552; e pela atualização do Ativo Financeiro da Concessão – VNR, cujo indexador passou a ser o IPCA e não mais o IGP-M. Esta alteração contribuiu para um aumento no valor do VNR de R\$ 12.754 mil em 2014 para R\$ 53.882 mil em 2015, enquanto em 2016, o EBITDA (LAJID) teve como contribuições mais relevantes os seguintes componentes: a Reversão de Perdas Estimadas Com Créditos de Liquidação Duvidosa; e os Créditos Tributários (PIS/PASEP e Finsocial). Ainda no âmbito da CEB Distribuição S.A., em contrapartida, atuou negativamente na apuração do EBITDA (LAJIDA) de 2016, a Sobrecontratação de Energia, cujos efeitos, dentre outros, estão registrados na rubrica Receita de Energia Elétrica de Curto Prazo, que foi de R\$ 79.476 mil inferior ao apurado no exercício anterior. Finalmente, observe-se que houve um aumento do Patrimônio Líquido de R\$ 50.305 mil ocasionado pelo Lucro Líquido do exercício.

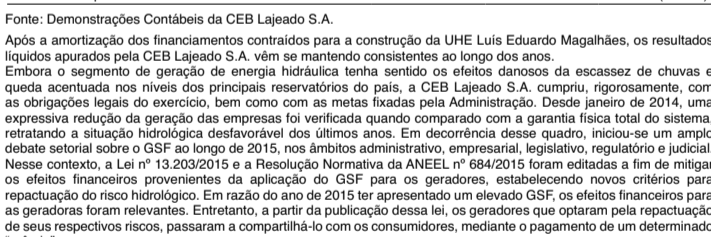
CEB Geração S.A. A CEB Geração S.A. tem como objeto social a geração e a comercialização da energia produzida pelos seus ativos de geração, a Usina Hidrelétrica do Paranoá, com capacidade instalada de 30 MW e a Usina Termelétrica de Brasília – UTE Brasília, com potência nominal de 10 MW. A UTE Brasília devido ao seu alto custo operacional e defasagem tecnológica, não se presta mais à geração de energia elétrica, por isso, iniciaram-se procedimentos visando a alienação de seus ativos. O Contrato de Concessão venceu em 7 de julho de 2015 e trata-se de contrato de uso de bem público – UBP. Outro ponto de destaque é o ponto de vista tarifário, ato necessário para a livre disponibilização dos bens. Com relação à Usina Hidrelétrica do Paranoá, houve seu enquadramento como Pequena Central Hidroelétrica – PCH em novembro de 2016. Essa alteração proporciona redução da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição – TUSD de 50%, bem como a isenção da aplicação de 1% da Receita Operacional Líquida em Pesquisa e Desenvolvimento – P&D, apesar da obrigatoriedade do pagamento do encargo de Uso de Bem Público – UBP. Outro ponto de destaque é o ponto de vista da receita, foi a venda de energia em dezembro de 2016 já como Fonte Incentivada, cujo preço ficou superior à energia comercializada anteriormente como Fonte Convencional. Assim, com o enquadramento da UPA em PCH, foi assinado novo contrato de concessão com Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL. O Contrato nº 01/2016-ANEEL, teve como objeto a transformação em PCH e a consequente alienação da Usina Hidrelétrica do Paranoá, em favor do Serviço Público para Produtor Independente de Energia, resultando em mais liberdade na gestão do empreendimento. Também foram formalizados dois termos aditivos ao mencionado Contrato de Concessão. O primeiro, diz respeito à transferência da Concessão da Usina do Paranoá da Companhia Energética de Brasília S.A. para a CEB Geração S.A., conforme Resolução Autorizativa nº 318 da ANEEL, de 14.09.2005; o segundo, prorrogou o prazo de concessão da usina, cujo vencimento passou de outubro de 2019 para abril de 2020. Por outro lado, em 2016, a Empresa manteve seus procedimentos de manutenção e conservação da Barragem do Lago Paranoá e investiu na contratação de firma especializada para elaboração do Plano de Segurança da Barragem, que será concluído em 2017.

Dados Econômico-Financeiros (R\$ Mil) 2015 2016 Δ (R\$ Mil) Receita Operacional Bruta 15.355 16.486 1.151 Receita Operacional Líquida 13.832 15.101 1.269 Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos 8.211 9.067 856 EBITDA (LAJIDA) 7.718 8.762 1.044 Lucro Líquido (Prejuízo) 7.458 8.324 866 Patrimônio Líquido 13.602 14.035 433

Fonte: Demonstrações Contábeis da CEB Geração S.A. O ano de 2016 também foi caracterizado pela crise hídrica que causou uma redução de 13% na Garantia Física do Sistema, afetando as geradoras. Para suprir essa redução, as empresas adquiriram energia ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, cujo valor médio no exercício foi R\$ 93,90 e o cedeem para o sistema, nos termos do Mecanismo de Reação de Mercado – MRE, ao preço de R\$ 12,32. Tal situação foi mitigada pela repactuação do risco hidrológico feita pela CEB Geração S.A. em 2015, conforme definido na Resolução nº 684/2015-ANEEL, que repassou ao consumidor 100% deste risco, resultando em um crédito de R\$ 1.524.748,00, ainda em processo de liquidação financeira no Mercado de Curto Prazo – MCP, no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia – CCEE. No entanto, distintas limitares e ações judiciais protegeram os agentes que não optaram pela repactuação do risco hidrológico, ou definiram prioridades no recebimento dos créditos da liquidação, circunstâncias que impediram que a CCEE liquidasse integralmente o valor devido no exercício de 2016. No âmbito das despesas gerenciais, a CEB Geração S.A. continuou com controle austero sobre os custos operacionais, mantendo-os sob crescimento inferiores à inflação e foram realizados ainda, investimentos em manutenção na Máquina 2 da Usina Paranoá e na nova estação hidrometeorológica 3 junto da Barragem do Lago Paranoá. Do ponto de vistas econômico-financeiro, a CEB Geração S.A. manteve um patamar de estabilidade nas apurações dos seus resultados, que persiste nos últimos anos, oriundos, basicamente, da comercialização da energia gerada pela Usina Hidrelétrica do Paranoá.

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 entidades societárias, juntamente com a Investco S.A., 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.

Organização Societária



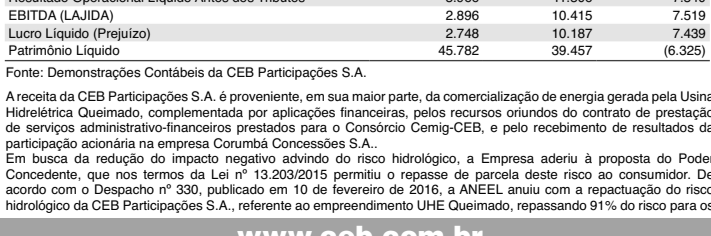
Dados Econômico-Financeiros (R\$ Mil) 2015 2016 Δ (R\$ Mil) Receita Operacional Bruta 124.659 132.082 7.423 Receita Operacional Líquida 112.016 118.756 6.740 Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos 65.999 47.738 (18.261) EBITDA (LAJIDA) 67.835 53.336 (14.499) Lucro Líquido (Prejuízo) 43.888 35.283 (8.605) Patrimônio Líquido 351.756 333.377 (18.379)

Fonte: Demonstrações Contábeis da CEB Lajeado S.A. Após a amortização dos financiamentos contraiados para a construção da UHE Luís Eduardo Magalhães, os resultados líquidos apurados pela CEB Lajeado S.A. vêm se mantendo consistentes ao longo dos anos. Embora o segmento de geração de energia hidráulica tenha sentido os efeitos danosos da escassez de chuvas e queda acentuada nos níveis dos principais reservatórios do país, a CEB Lajeado S.A. cumpriu, rigorosamente, com as obrigações legais do exercício, bem como com as metas fixadas pela Administração. Desde janeiro de 2014, uma expressiva redução da geração das empresas foi verificada quando comparado com a garantia física total do sistema, retratando a situação hidrológica desfavorável dos últimos anos. Em decorrência desse quadro, iniciou-se um amplo debate setorial sobre o GSF ao longo de 2015, nos âmbitos administrativo, empresarial, legislativo, regulatório e judicial. Nesse contexto, a Lei nº 13.203/2015 e a Resolução Normativa da ANEEL nº 684/2015 foram editadas a fim de mitigar os efeitos financeiros provenientes da aplicação do GSF para os geradores, estabelecendo novos critérios para repactuação do risco hidrológico. Em razão do ano de 2015 ter apresentado um elevado GSF, os efeitos financeiros para as geradoras foram relevantes. Entretanto, a partir da publicação dessa lei, os geradores que optaram pela repactuação de seus respectivos riscos, passaram a compartilhá-lo com os consumidores, mediante o pagamento de um determinado "prêmio". Concomitantemente com essa medida, a CEB Lajeado S.A. manteve, em 2016, aproximadamente, 10% da sua energia sendo líquida com o mercado, por meio desta estratégia comercial também foi empregada em 2015. Embora a receita da Empresa tenha sido levemente afetada em razão dessa medida, o custo evitado com a aquisição de energia no mercado de curto prazo compensou, significativamente, a queda no seu faturamento anual. O volume descontratado, mesmo sem ser comercializado, serviu como uma espécie de hedge para compor o deficit na geração de energia elétrica e, consequentemente, o cumprimento do contrato bilateral com a CEB Distribuição S.A. O ano de 2016 também foi caracterizado pelo expressivo recebimento das reservas de Lucros retidos pela Investco S.A. ao longo dos anos, no montante de R\$ 23.387 mil, e pela liquidação de todos os passivos financeiros com os acionistas da Empresa, referentes aos exercícios de 2012 a 2014. No total, a CEB Lajeado S.A. distribuiu R\$ 57.489 mil, nas formas de Dividendos, Juros Sobre Capital Próprio e Partes Beneficiárias. Para 2017, a Empresa manterá a mesma política adotada nos últimos dois anos, distribuindo, após a constituição das Reservas Legais e Estatutárias, a totalidade dos resultados alcançados. Tendo em vista a forte impacto no caixa da Empresa em decorrência do alto custo do Contrato de Arrendamento dos ativos de geração da Usina Luís Eduardo Magalhães, a CEB Lajeado S.A. houve reduções do EBITDA (LAJIDA) e do Lucro Líquido quando se compara o exercício de 2016 com o ano de 2015. Nesse sentido, foram concluídos estudos que apontaram a necessidade de revisão das condicionantes do referido instrumento contratual. Os entendimentos com a Investco S.A., proprietária desses ativos, estão em curso e devem ser colocados em prática já a partir de 2017. Tal providência contribuirá para superação do desempenho ocorrido em 2016.

Outro ponto de destaque foi a celebração de um acordo com a CEB Distribuição S.A. referente ao contrato bilateral de compra e venda de energia elétrica. Apesar da maioria das faturas de venda de energia ter sido quitada, em alguns casos os pagamentos foram realizados fora dos prazos contratuais, o que acarretou, ao comprador, a incidência de encargos. No final do exercício, três faturas permaneceram em aberto, todas referentes ao ano de 2015. O valor total negociado foi de R\$ 16.202 mil (referência de novembro de 2016), parceladas em 24 meses, nas mesmas condições estabelecidas no contrato mencionado, com a primeira parcela vencendo em janeiro de 2017. Por fim, verifica-se que houve reduções do EBITDA (LAJIDA) e do Lucro Líquido em 2016 quando comparado com o exercício anterior. Tais comportamentos estão relacionados com o aumento das despesas, em particular na rubrica Arrendamento. O acréscimo desta rubrica teve como causa principal os altos percentuais do índice IPCA mensal projetado que compõe a fórmula de cálculo do Arrendamento. Para o exercício de 2017, com a projeção do mencionado indicador de inflação é crescente, haverá apuração de resultados superiores aos ocorridos em 2015 e 2016.

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. Atua na comercialização de energia elétrica, na proporção de sua cota-parte de 17,50% no Consórcio Cemig-CEB, produzida pela Usina Hidrelétrica de Queimado, na condição de produtora independente de energia elétrica e detém a participação acionária correspondente a 2,35% do Capital da geradora Corumbá Concessões S.A.

Organização Societária



Dados Econômico-Financeiros (R\$ Mil) 2015 (Reapresentado) 2016 Δ (R\$ Mil) Receita Operacional Bruta 15.463 17.239 1.776 Receita Operacional Líquida 14.717 16.407 1.690 Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos 3.966 11.306 7.340 EBITDA (LAJIDA) 2.896 10.415 7.519 Lucro Líquido (Prejuízo) 2.748 10.187 7.439 Patrimônio Líquido 45.872 39.457 (6.325)

Fonte: Demonstrações Contábeis da CEB Participações S.A. A receita da CEB Participações S.A. é proveniente, em sua maior parte, da comercialização de energia gerada pela Usina Hidrelétrica Queimado, complementada por aplicações financeiras, pelos recursos oriundos do contrato de prestação de serviços administrativo-financeiros prestados para o Consórcio Cemig-CEB, e pelo recebimento de resultados da participação acionária na empresa Corumbá Concessões S.A. Esse é um desempenho que tem um significado importante, exatamente porque mostra de forma clara que, mesmo com a Companhia operando e realizando seus investimentos, houve redução do seu nível de alavancagem. Em 2014, por exemplo, para cada R\$ 1,00 de total do passivo, R\$ 0,88 representava obrigações. Em 2016, essa relação melhorou para R\$ 0,73, ou seja, a Companhia melhorou bastante, porque o capital, as reservas e a conta prejuízos acumulados apresentaram performances positivas.

consumidores, como estabelecido no Termo de Repactuação nº 101/2016, garantindo proteção para eventuais déficits financeiros futuros de geração. Dessa forma, o pacto firmou proporcionou o ressarcimento de R\$ 1.227 mil referentes a créditos de 2015 para o pagamento de seguro do risco hidrológico até o final da concessão; o crédito de R\$ 564 mil, em 2016, que viabilizaram o equilíbrio das operações de energia no Mercado de Curto Prazo – MCP da CEB Participações S.A. Assim, o custo contábil das aquisições relacionadas com energia em 2016 sofreu redução de 85,48%, saindo de R\$ 7.094 mil para R\$ 1.030 mil.

Por outro lado, a comercialização de energia caracterizou-se pela continuidade dos contratos de venda de energia gerada pela UHE Queimado, e representou a principal fonte de receita da Empresa, com aumento de 11% em relação a 2015. Somadas às receitas de rendimentos de aplicações financeiras, serviços administrativos prestados ao Consórcio Cemig-CEB, dentre outros, a receita bruta total foi de R\$ 18.971 mil. No que diz respeito às operações com partes relacionadas, a CEB Participações S.A. celebrou Contrato de Cessão Creditária de Direito de Múfuo com seu acionista único Companhia Energética de Brasília – CEB, no valor de R\$ 10.000 mil, utilizando recursos originados do Contrato de Múfuo que foi celebrado com a CEB Distribuição S.A., em 2015. Em contrapartida, o capital social foi reduzido de R\$ 41.270 mil para R\$ 31.270 mil. Seguindo as diretrizes do Grupo CEB, foi celebrado ainda Contrato de Múfuo com a Corumbá Concessões S.A., no valor de R\$ 192 mil, que serão restituídos em 60 parcelas corrigidas pelo IGP-M/FGV, acrescidas de juros de 1% ao mês e tributos incidentes, desde a data do desembolso até a data do efetivo pagamento, que se dará após o vencimento do período de carência do contrato, respeitando a comutatividade do montante mutuado, conforme determina o Órgão Regulador.

Com relação às despesas realizadas, estas, em geral, incluíram os custos administrativos e usuais com encargos setoriais, tais como, pessoal, material, serviços de terceiros; Compensação Financeira Por Uso de Recursos Hídricos; Compensação Financeira Por Uso do Bem Público – UBP; Custo do Uso do Sistema de Distribuição – CUSD; gastos de liquidações no mercado de curto prazo de energia elétrica; taxas destinadas à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL; à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE e ao Operador Nacional do Sistema – ONS. Finalmente, registre-se que em 2016 foram alcançados resultados econômico-financeiros favoráveis e destaque-se que a Administração manteve sua gestão focada no controle rigoroso dos custos e despesas operacionais, priorizando investimentos relevantes ao bom andamento do negócio.

Companhia Brasileira de Gás S.A. 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, com exclusividade, do serviço de distribuição e comercialização de gás natural canalizado, de produção própria ou de terceiros. Poderá, inclusive, importar o suprimento para distribuição nos segmentos comercial, industrial, residencial, automotivo, de geração termelétrica, ou quaisquer outras finalidades e usos dos serviços de distribuição e comercialização de gás natural, em todo território do Distrito Federal. A Companhia poderá ainda: a) 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; b) 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 c) 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. Atualmente, a Companhia explora a distribuição de gás veicular, em montantes limitados que tem impossibilitado a apuração de resultados favoráveis. 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 CEB é controladora da Companhia Brasileira de Gás S.A., com 51% das ações ordinárias e 17% do total das ações.

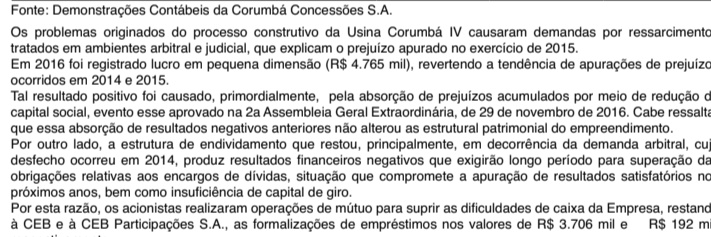


Dados Econômico-Financeiros (R\$ Mil) 2015 2016 Δ (R\$ Mil) Receita Operacional Bruta 4.528 4.919 391 Receita Operacional Líquida 4.375 3.679 (696) Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos (479) (501) (22) EBITDA (LAJIDA) (205) (226) (21) Lucro Líquido (Prejuízo) (443) (464) (21) Patrimônio Líquido 943 979 36

Fonte: Demonstrações Contábeis da Companhia Brasileira de Gás S.A. O primeiro desafio para distribuição do gás canalizado é o desenvolvimento de uma infraestrutura logística adequada de suprimento. O Distrito Federal não é abastecido por gasoduto de transporte que possa garantir o suprimento contínuo de gás, de forma que, enquanto as iniciativas de implantação desta infraestrutura não se materializarem, a solução utilizada para a antecipação da oferta ao mercado é o suprimento de estoques de gás natural liquefeito. O gás natural liquefeito é suprido para a Companhia Brasileira de Gás S.A. pela empresa GNL Gemini Logística e Comercialização de Gás Ltda – Gemini, uma sociedade formada pelas empresas White Martins, Petróbrás e a Gaspetro. A alternativa para redução do prejuízo que vem sendo apurado no negócio anualmente (R\$ 464 mil em 2016), seria a estruturação de um projeto para conectar o gasoduto Bolívia-Brasil – Gasbol ao Distrito Federal, iniciativa que compete à União, por força do artigo 177 da Constituição da República.

Empresa Coligada 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 CEB no capital social da Empresa é de 47,56%, sendo 45,21% de propriedade da CEB e 2,35% da CEB Participações S.A.

Organização Societária



Dados Econômico-Financeiros (R\$ Mil) 2015 2016 Δ (R\$ Mil) Receita Operacional Bruta 147.287 177.856 30.569 Receita Operacional Líquida 141.554 170.327 28.773 Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos (57.952) 6.358 (64.310) EBITDA (LAJIDA) 35.242 97.292 62.050 Lucro Líquido (Prejuízo) (38.628) 4.

COMPANHIA ENERGÉTICA DA BRÁSILIA - CEB

* A BSB Energética S.A. é uma empresa holding pura, que recebe dividendos da Brasil PCH, companhia que controla 13 Sociedades de Propósito Específico – SPEs de geração hidrelétrica. Sua receita, portanto, é exclusivamente decorrente do recebimento da distribuição de resultados;

- Nos exercícios de 2014 e 2015, a crise hídrica atingiu todos os geradores hidrelétricos brasileiros. As empresas geradoras que não participam do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – PROINFA, apuraram as repercussões econômico-financeiras negativas nos próprios exercícios em que houve a escassez hídrica; e
- Como os empreendimentos do PROINFA estão 100% contratados, a mencionada crise hídrica causou exposição das geradoras ao preço de curto prazo (spot) elevados. Os efeitos desta exposição ocorreram nos citados exercícios, contudo, conforme definido no PROINFA, somente serão cobrados nos anos subsequentes em 12 parcelas. Portanto, o efeito que se observou no recebimento de dividendos na BSB Energética S.A. em 2016 foi fruto do problema de 2014, que exigiu desembolso em 2015 no âmbito da Brasil PCH.

V. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO

Receita Operacional

A Receita Operacional Bruta consolidada apurada no ano de 2016 totalizou R\$ 3.521.431 mil, R\$ 480.227 mil inferior à receita obtida no ano de 2015, correspondente a R\$ 4.001.658 mil. As principais variações da Receita Operacional foram as seguintes:

(R\$ Mil)	2015	2016	Δ Ano	
	Reapresentado		(R\$ Mil)	(%)
Energia Elétrica de Curto Prazo	355.860	275.812	(80.048)	(22,5)
Recursos de Parcela A e Outros Itens Financeiros	164.955	(304.926)	(469.881)	(284,9)
Faturamento ao Consumidor	3.224.448	3.324.987	100.539	3,1

* A receita de Energia de Curto Prazo atingiu, em 2016, R\$ 275.812 mil, 22,5% inferior à receita reconhecida em 2015, que foi influenciada pela sobra de energia contratada (sobrecontratação) somada à redução substancial dos valores de PLD (Preço de Liquidação das Diferenças), especialmente no 1º semestre de 2016.

- A receita de recursos da Parcela A e Outros Itens Financeiros apresentou redução no ano de 2016 de R\$ 469.881 mil (-284,9%). A variação negativa entre 2016 e 2015, é resultante do aumento da constituição normal dos passivos decorrente dos custos realizados abaixo da cobertura tarifária; e da amortização normal ativa dos valores homologados no Reajuste Tarifário de 26 de agosto de 2015 e Revisão Tarifária ocorrida em 22 de outubro de 2016.
- Quanto à receita de Faturamento ao Consumidor, que repercutiu a energia elétrica fornecida, houve crescimento de 3,1%, evoluindo de R\$ 3.224.448 mil, em 2015, para R\$ 3.324.987 mil em 2016.

Custos e Despesas Operacionais (Exceto Depreciação e Amortização)
Os custos e despesas operacionais consolidados em 2016, exceto a depreciação e a amortização do período, totalizaram R\$ 1.920.051 mil, com uma redução de R\$ 190.850 mil (-8,8%), em relação ao montante registrado em 2015. As principais variações dos custos e despesas operacionais constam no quadro seguinte:

(R\$ Mil)	2015	2016	Δ Ano	
	Reapresentado		(R\$ Mil)	(%)
Custo da Compra de Energia Elétrica	(1.180.070)	(1.050.732)	129.338	(11,0)
Energia Elétrica de Curto Prazo	(327.244)	(286.410)	40.834	(12,5)
Perdas Estimadas com Créditos de Liquidação Duvidosa	(85.219)	(50.272)	34.947	(41,0)
Pessoal	(196.446)	(249.309)	(52.863)	26,9
Serviços de Terceiros	(152.141)	(173.433)	(21.291)	14,0

* No ano de 2016, o Custo da Energia Elétrica Comprada registrou uma retração de R\$ 129.338 mil (-11,0%), em relação ao ano anterior, e o Custo da Energia Elétrica de Curto Prazo também apresentou diminuição na ordem de R\$ 40.834 mil (-12,5%), decorrente da redução nos Custos Variáveis do Mercado de Curto Prazo que, por sua vez, foi impactado pelo cenário hidrológico mais favorável, causando redução do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, quando comparado com 2015.

- Na rubrica de Pessoal, registrou-se no exercício um aumento de 26,9% em relação a 2015, no montante de R\$ 52.863 mil. Os principais eventos ocorridos em 2016 foram: contratações de 116 novos colaboradores; 40 demissões, das quais, 29 em função da política de desligamento; e reajuste nas remunerações em decorrência do Acordo Coletivo de Trabalho – ACT.
- As Perdas Estimadas com Créditos de Liquidação Duvidosa totalizaram R\$ 60.272 mil, uma redução de R\$ 34.947 mil, em comparação com o ano anterior. Este decréscimo está diretamente relacionado à reversão de provisão em razão de débitos transferidos para perdas.

- Os Serviços de Terceiros totalizaram R\$ 173.432 mil (R\$ 152.141mil em 2015), representando um acréscimo de 14,0%. Este desempenho é decorrente, dentre outros fatores, da intensificação da manutenção de linhas e redes do sistema elétrico; manutenção de hardware e software; e call center.

Depreciação e Amortização

(R\$ Mil)	2015	2016	Δ Ano	
			(R\$ Mil)	(%)
Depreciação/Amortização	54.467	53.618	(851)	(1,6)

A despesa com Depreciação e Amortização alcançou R\$ 53.617 mil em 2016, representando uma diminuição de R\$ 851 mil (-1,6%) em relação ao montante registrado em 2015, mantendo estabilidade nas apurações.

Outras Receitas/(Despesas) Operacionais

No ano de 2016 o resultado líquido de outras Receitas/Despesas Operacionais foi de R\$ 142.277 mil (R\$ 120.970 mil em 2015), com variação de R\$ 21.307 mil.

Os itens mais relevantes de Outras Receitas/(Despesas) Operacionais foram:

(R\$ Mil)	2015	2016	Δ Ano	
	Reapresentado		(R\$ Mil)	(%)
Reversão de Provisão de Benefícios Pós-Emprego	127.177	37.192	(89.985)	(70,8)
Receita Sobre Créditos Tributários – Decisões Judiciais	96.849	96.849	100,0	

- A Reversão de Provisão de Benefícios Pós-Emprego teve no período uma variação negativa de R\$ 89.985 mil, voltando aos patamares históricos sem o efeito não recorrente da decisão favorável da Ação Direta de Inconstitucionalidade relativa às Leis nº 3.010/2002 e nº 3.199/2003, que afetou a apuração da rubrica em 2015.
- A Receita Sobre Créditos Tributários foi registrada em 2016, devido à atuação da Companhia no recebimento por via judicial de créditos fiscais relativos a PIS/PASEP e Finsocial, no valor de R\$ 96.849 mil.

Resultado Financeiro
O Resultado Financeiro acumulado no ano de 2016 foi negativo em R\$ 51.741 mil (R\$ 109.369 mil negativo em 2015), ocorrendo então, uma variação percentual de -52,7%.

(R\$ Mil)	CONSOLIDADO		Δ Ano	
	31/12/2015	31/12/2016	(R\$ Mil)	(%)
Receitas Financeiras				
Juros/Variações Monetárias Sobre Ativos	21.324	42.016	20.692	97,0
Atualização Monetária – Ativos Regulatórios	89.448	63.162	(26.286)	(29,4)
Acréscimos Moratórios em Conta de Energia	11.896	31.157	19.261	161,9
Rendimentos de Aplicações Financeiras	8.592	10.115	1.523	17,7
Receita de Dividendos e Juros Sobre Capital Próprio	7.439	16.192	8.753	117,7
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio	(7.119)	(15.000)	(7.881)	110,7
Multas e Penalidades Aplicadas	724	1.257	533	73,6
Tributos Sobre Receitas Financeiras		(5.368)	(5.368)	
Outras Receitas Financeiras	2.476	2.542	66	2,7
Subtotal	134.780	146.073	11.293	8,4
Despesas Financeiras				
Juros/Variações Monetárias Sobre Passivos	(90.261)	(76.051)	14.210	(15,7)
Encargos de Dívidas	(61.247)	(70.556)	(9.309)	15,2
Atualização Monetária – Passivos Regulatórios	(35.744)	(39.078)	(3.334)	9,3
Atualização de Benefício Pós-Emprego	(1.118)	(196)	922	(82,5)
Recuperação de Despesas		8.660	8.660	
Outras Despesas Financeiras	(12.855)	(20.051)	(7.196)	56,0
Subtotal	(201.225)	(197.272)	3.953	(2,0)
Variação Cambial Sobre Fatura de Energia Elétrica	(42.922)	14.457	57.379	(133,7)
Resultado Financeiro	(109.367)	(36.742)	72.625	(66,4)

As principais variações na composição do Resultado Financeiro do período foram as seguintes:

- O desempenho foi influenciado pelo aumento de R\$ 20.692 mil de Juros/Variações Monetárias Sobre Ativos, que em 2016 totalizou R\$ 42.016 mil (R\$ 21.324 mil em 2015) derivado, principalmente, da atualização da Conta de Energia Elétrica, no valor de R\$ 18.313 mil e da Baixa de Atualização Monetária da Contribuição de Iluminação Pública prescrita correspondente a R\$ 16.740 mil.

- A rubrica Variação Cambial Sobre Fatura de Energia Elétrica considerando as faturas de compra de energia elétrica de Itaipu Binacional no período de 2015 a 2016, variou positivamente no montante de R\$ 57.379 mil, justificada pela queda do dólar.
- Foram contabilizadas ainda as Atualizações Monetárias dos Ativos e Passivos Regulatórios, que geraram uma repercussão positiva de R\$ 23.084 mil (R\$ 53.704 mil em 2015).

- A rubrica que influenciou negativamente no Resultado Financeiro foi o aumento dos Encargos de Dívidas no montante de R\$ 9.309 mil (15,2%), passando de R\$ 61.247 mil em 2015, para R\$ 70.556 mil em 2016, afetado pela elevação da taxa do CDI que alcançou no período 14,00% a.a., enquanto no período anterior, representava 13,24% a.a..

Outros Indicadores

EBITDA (LAJIDA)

(R\$ Mil)	2015	2016	Δ Ano	
	Reapresentado		(R\$ Mil)	(%)
Lucro/Prejuízo Consolidado do Exercício	49.300	133.693	84.393	171,2
(+/-) Imposto de Renda e Contribuição Social	76.843	(48.762)	(125.605)	(163,5)
(+/-) Resultado Financeiro	190.369	51.741	(57.628)	(52,7)
(+/-) Depreciação/Amortização	54.467	53.618	(851)	(1,6)
EBITDA (LAJIDA)	289.979	190.292	(99.687)	(34,4)
Margem EBITDA (LAJIDA) %	12,1%	9,0%		

O EBITDA (LAJIDA) (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) reduziu em R\$ 99.687 mil em 2016, quando comparado com o resultado de R\$ 289.979 mil apurado em 2015. Por sua vez, a Margem EBITDA (LAJIDA) correspondeu a 9,0% no exercício, enquanto em 2015 registrou-se 12,1%.

Endividamento

A seguir apresenta-se a composição da Dívida Total da Companhia que manteve-se em patamar equivalente ao do exercício anterior, registrando uma redução de apenas 1,8%, causada, principalmente, pela 2ª Emissão de Debêntures não Conversíveis em Ações, no valor de R\$ 71.000 mil, no âmbito da controlada CEB Distribuição S.A., cujo montante foi próximo do total das amortizações de 2016 de 10,6%.

(R\$ Mil)	2015	2016	Δ Ano	
	Reapresentado		(R\$ Mil)	(%)
Curto Prazo	71.893	96.989	25.096	34,9
Longo Prazo	336.190	303.905	(32.285)	(9,6)
Dívida Total	408.083	400.894	(7.189)	(1,8)
(-) Caixa Disponível	78.043	86.041	7.998	10,2
= Dívida Líquida	330.040	314.853	(15.187)	(4,6)
Dívida Líquida/EBITDA (LAJIDA)	1,1	1,7		

Cronograma de Amortização da Dívida

A previsão de amortização da Dívida Total da Companhia pode ser assim demonstrada:

(R\$ Mil)	2017	2018	2019	2020	Total
Moeda Nacional	96.989	105.714	102.271	95.920	400.894

Movimentação dos Empréstimos, Financiamentos e Debêntures

O quadro seguinte sintetiza a movimentação da dívida no exercício de 2016:

(R\$ Mil)	31/12/2016	
Saldo Inicial em 31/12/2015		408.083
Empréstimos e Financiamentos/Debêntures Obtidos		71.000
Encargos Incorridos no Período		67.079
Encargos Financeiros Pagos		(66.094)
Amortizações de Principal		(75.883)
Deságio, Variação Monetária e Custo da Transação		(3.721)
Saldo Final em 31/12/2016		400.894

CAPEX

(R\$ Mil)	2015	2016	Δ Ano	
			(R\$ Mil)	(%)
CAPEX	78.676	88.341	9.665	12,3

Em 2016, os investimentos foram de R\$ 88.341 mil (R\$ 78.676 mil em 2015), apresentando um aumento de 12,3%. Os recursos investidos em 2016 foram destinados, principalmente, às obras de expansão do sistema e à modernização e manutenção da rede de distribuição, no valor de R\$ 58.695 mil; à aquisição de software com registro de R\$ 19.846 mil no Intangível; e R\$ 9.800 mil relativos aos imobilizados não vinculados à concessão.

Distribuição do Valor Adicionado

(R\$ Mil)	2015	2016	Δ Ano	
	Reapresentado		(R\$ Mil)	(%)
Distribuição do Valor Adicionado	2.030.681	1.910.499	(120.182)	(5,9)

Em 2016, o Valor Adicionado Distribuído alcançou R\$ 1.910.499 mil, com redução de 5,9% em comparação com a distribuição do ano anterior. Deste valor, R\$ 231.065 mil foram destinados aos Empregados (12,1%); R\$ 1.271.084 mil a Impostos, Taxas e Contribuições (66,5%); R\$ 274.661 mil à Remuneração de Capital de Terceiros (14,4%); e R\$ 133.689 mil à Remuneração de Capital Próprio (7,0%).

VI. GESTÃO DE PESSOAS

A CEB tem como cultura organizacional a valorização do ser humano, a meritocracia e o incentivo ao autodesenvolvimento, tendo como princípios a integridade e o comprometimento pessoal e das equipes, visando sempre o fiel cumprimento de sua Missão.

Os principais projetos executados pela gestão dos recursos humanos em 2016 foram voltados para capacitação técnica, saúde e segurança no trabalho dos empregados, qualidade de vida e valorização do ser humano, além do fiel cumprimento dos dispositivos constitucionais, legislativos, previdenciários, tributários e normativos da Companhia. Na CEB Distribuição S.A. foram realizados em 2016 treinamentos para o desenvolvimento do quadro de colaboradores da Companhia, totalizando 57.716 aluno/hora. Os principais cursos realizados foram: Reciclagem em NR-10; Formação em NR-33; Formação de Eletricistas; Gestão Ambiental; Curso I.S.O. 9001/2015; Norma Técnica NTD 6.01; Lei nº 13.303/2016; e, para os gestores de contratos, foi oferecido o treinamento de aperfeiçoamento no aplicativo Planilha de Preços Globais de Serviços (PPGS).

No exercício, aconteceram 116 contratações em função da primarização dos serviços de corte e religação de energia. Por outro lado, ocorreram 42 desligamentos, dos quais, 29 foram realizados em atendimento à política de aposentadoria vigente.

Atualmente, o quadro de pessoal do Grupo CEB é composto por 1.091 empregados e colaboradores, conforme demonstra o quadro seguinte:

(R\$ Mil)	CEB	CEB Distribuição	CEB Geração	CEB Lajeado	CEB Participações	Total
Efetivos	4	982	2	2	3	993
Requisitados	38	0	6	2	1	47
Cedidos	0	(69)	0	0	0	(69)
Comissionados	6	23	0	3	3	35
Jovens Aprendizes	0	30	0	0	0	30
Estagiários	20	35	0	0	0	55
Total	68	1.001	8	7	7	1.091

VII. RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

Responsabilidade Ambiental

Com relação à responsabilidade ambiental, destacam-se as seguintes atividades ocorridas no exercício de 2016:

- A CEB Distribuição S.A. iniciou a implantação do Plano de Recuperação de Áreas Degradas – PRAD, na área do Parque Nacional de Brasília, referente a retrada de uma Torre de Telecomunicações implantada no poligonal do Parque, prevendo a recuperação de uma área de 8,79 hectares, com o plantio 19.532 (dezenove mil, quinhentos e trinta e duas) mudas nativas do Cerrado;

- Para o manejo da vegetação próxima ao sistema elétrico, foi realizada a contratação de empresa especializada nesse serviço. As equipes são acompanhadas por profissionais de Engenharia Agrônoma, permitindo uma maior eficiência operacional e técnica. A execução do serviço de poda de árvores é precedida por uma inspeção que indica o tipo de intervenção a ser executada e possibilita a formação de um banco de dados sobre os indivíduos arbóreos que estão próximos às redes, viabilizando uma atuação de caráter preemptivo/preventivo, uma vez que são colhidas informações como localização, espécies, aspectos físicos e taxa de crescimento da vegetação;

- Também foram realizadas palestras sobre o uso racional da energia, que também integrou a temática ambiental, em órgãos públicos, escolas e clientes particulares, orientando os participantes sobre procedimentos em suas residências e nos respectivos ambientes de trabalho, sempre com o intuito de conscientização quanto à economia de energia nas edificações; e

- O Projeto de Coleta de Lâmpadas inutilizadas do segmento residencial continua em vigor na sede da Empresa e em 2 agências comerciais autorizadas a receber tal descarte, permitindo a correta descaminação e destinação final das mesmas;

Responsabilidade Social

No que diz respeito à responsabilidade social, foram desenvolvidas as seguintes ações:

- Dentro do Programa de Eficiência Energética, foi iniciada a implementação dos projetos selecionados na chamada pública de PEE de 2015, englobando:
 - a) Eficientização das Instalações do Garvey Park Hotel, compreendendo as seguintes intervenções:
 - Substituição de toda a iluminação das áreas comuns do hotel por Lâmpadas do tipo LED;
 - Instalação de um sistema de aquecimento solar da água de banho com 36 placas com 60 tubos de vácuo por unidade;
 - Instalação de 30,6 kWp de geração fotovoltaica.
 - b) Eficientização das Instalações do UNICEUB Campus Asa Norte, compreendendo as seguintes atividades:
 - Substituição de toda a iluminação do campus por Lâmpadas do tipo LED;
 - Substituição de 10 chuveiros elétricos existentes por um sistema de aquecimento solar com duas placas com 60 tubos de vácuo por unidade;
 - Instalação de 40,8 kWp de geração fotovoltaica.
- Foram publicadas as licitações para contratação do projeto de eficiência do Edifício Sede da ANEEL. Este projeto será o primeiro projeto de eficiência na tipologia Poder Público realizado por Contrato de Desempenho, ou seja, os recursos investidos pela CEB Distribuição S.A. serão devolvidos pela ANEEL ao final do projeto, no prazo limitado pela vida útil das ações de eficiência;
- A CEB Distribuição S.A. realizou uma Chamada Pública de P&D composta por 17 temas que ficou aberta no período de 06/06/16 a 29/07/16. No total, foram recebidas 59 propostas de projetos de diversas Instituições de Ciência e Tecnologia (ICT) de todo o país. Após a Avaliação Técnica destas propostas, os projetos serão contratados e terão sua execução a partir do primeiro trimestre de 2017;
- Foi iniciada a implementação do Projeto Agente CEB 3 para atendimento às comunidades de baixa renda. O Projeto prevê investimentos para realização das seguintes atividades:
 - a) 30.000 visitas às comunidades;
 - b) 50 palestras socioeducativas;
 - c) Substituição de 7.000 refrigeradores;
 - d) Substituição de 80.000 lâmpadas incandescentes e fluorescentes compactas por lâmpadas do tipo LED; e
 - e) Instalação de 2.000 aquecedores solares.
Especificamente, em 2016, foram realizadas 3.000 visitas, substituídas 4.000 lâmpadas e 777 refrigeradores, além de ministradas 25 palestras em órgãos públicos, escolas e clientes particulares, capacitando cerca de 2.000 participantes sobre o uso consciente de energia elétrica;
- Foi iniciada o processo de seleção de projetos de eficiência energética por meio da Chamada Pública de EE 2016, que têm o objetivo de oferecer benefícios energéticos voltados a todas as classes de clientes da CEB Distribuição S.A.; e
- Foram disponibilizadas 7 maquetes energizadas de simulação do consumo de energia elétrica em residências típicas, para os centros de ensino e a comunidade em geral.

VIII. PERSPECTIVAS EMPRESARIAIS

O setor de energia elétrica vem passando por profundas transformações em âmbito global, com reflexos positivos e negativos para todos os países. No Brasil, a ênfase recai, em primeiro lugar, na preocupação em dotar o Sistema Nacional Integrado de capacidade para que o setor, ao invés de limitar, seja, efetivamente, um indutor do desenvolvimento econômico e social; segundo, na busca de soluções energéticas capazes de diversificar a matriz brasileira de maneira segura e limpa. Este talvez seja, no momento, o desafio mais importante no contexto da política energética nacional.

Também vale a pena destacar o aumento significativo da importância da energia elétrica na vida das pessoas. Estamos assistindo a uma crescente demanda por qualidade de serviço e pela apropriação, cada vez maior, das vantagens e benefícios oriundos das novas tecnologias.

Em sintonia com esse contexto, a CEB elaborou e aprovou, em reunião do Conselho de Administração realizada em14/12/2016, o seu Plano de Negócio para o período de 2017 a 2021. O objetivo precípuo do Plano pode ser resumido na correção da causa raiz dos problemas da CEB, que corresponde ao déficit fiscal e ao endividamento fora de controle.

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

- Venda de participações em negócios de geração de energia e de distribuição de gás, já autorizada pela Câmara Legislativa, por meio da Lei nº 5.772/2015;
- Alienação de imóveis inservíveis para as concessões; e
- Redução das despesas com Pessoal, Material, Serviço e Outros – PMSO.

Vale salientar que o Plano de Negócio é realista, seja em relação às suas receitas ou mesmo quanto aos custos e despesas operacionais, com orientações, diretrizes e hipóteses de planejamento explicitadas que fundamentam as projeções que o integram.

Impende destacar que as metas regulatórias definidas no Contrato de Concessão da CEB Distribuição S.A. serão cumpridas, afastando a ameaça de extinção da respectiva concessão em decorrência do não cumprimento dos compromissos pactuados.

No médio prazo, o Plano de Negócio pretende oferecer aos acionistas os seguintes resultados:

- O EBITDA (LAJIDA) Consolidado, excetuando os dois primeiros anos que estão sendo afetados por eventos não recorrentes (

COMPANHIA DE ENERGIA ELÉTRICA DE BRASÍLIA - CEB

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 reconhecidos inicialmente pelo valor justo acrescido de quaisquer custos de transação 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, mas 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 patrimônio acumulado em outros resultados abrangentes é transferido para o resultado. O Grupo classifica o ativo financeiro indenzível 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 sendo mensurado ao custo amortizado com 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 um concessão que não poderia normalmente não consideraria;
- Tornou 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
- Mudanças na avaliação de crédito de empréstimos que se correlacionam com as inadimplências sobre os ativos na carteira.

O Grupo monitora a 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 e Outros Itens Financeiros

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 relativos a condições econômicas nacionais ou locais que se correlacionam com as inadimplências sobre os ativos 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).

2.7.1. 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 os 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, considerando com vencidas há mais de 180 dias, e
- Classe industrial e rural e outros, com contas vencidas há mais de 360 dias.

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 reposição, 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 29 de novembro de 2014, a ANEEL aditiu 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 de indenização, quando da extinção da concessão. Os ganhos 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).

De acordo com a OCP8 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 deste 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 indenzível) – Atividade de Distribuição

Conforme a Resolução 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 possuírem 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 de 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 fluito 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 introdução da Medida Provisória nº 579, convertida na Lei no 12.793/2013, ficaram definidos os critérios utilizados pelo Poder Concedente para apurar o valor de indenização a ser pago no término do contrato de concessão. A indenização será determinada com base no valor novo de reposição depreciação, 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 nas mesmas 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, consequentemente, 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 de 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 atribuída 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 custos 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 14.3).

2.13. Ativo 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 aquisição a 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 indenzível). 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 de 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 qualificados.

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 outros resultados/despesas operacionais no resultado.

Gastos capitalizados relacionados ao valor recuperável de ativos não financeiros (impairment)

Os ganhos 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).

A depreciação e amortização são calculadas sobre o saldo das imobilizações em serviço e investimentos em consórcio, pelo método linear, mediante aplicação das taxas determinadas pela ANEEL para os ativos relacionados as 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 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 em venda. 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 o seguintes passivos financeiros não derivativos: empréstimos e financiamentos (Nota Explicativa nº 22); Fornecedores (Nota Explicativa nº 17); obrigações societárias (Nota Explicativa nº 23); e outras contas a pagar (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 despeça 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 em ou 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 substitivamente vigentes na data de apresentação das demonstrações financeiras e qualquer ajuste aos impostos a pagar em 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 despesas 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 em decorrência 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 OCP8 08.

Ativos de imposto de renda e contribuição social diferidos 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 da 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 contábeis 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 preferências 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.

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 entre a entidade, ou por estimativa da Administração, quando essas informações não estão disponíveis.

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 medida 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 ICP8 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) CPC 30 (R1) (IAS 18) – Recitas (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 construção de infraestrutura não gera custos adicionais para a concessionária.

Os ganhos 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).

2.24. 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 calculada pelo 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 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).

2.25. 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 revisados frequentemente pela Administração da Companhia para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para concessões financeiras e construção de 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 calculada pelo 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 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).

2.26. Novas Normas e Interpretações Aínda Não Adotadas

a) **Novas normas, interpretações e alterações com aplicação efetiva desde 1**

Os eventos que motivaram os ajustes estão descritos a seguir:

- (i) Reclassificações**
a) Ativos Financeiros de Concessões: Em dezembro de 2015, com a prorrogação do Contrato de Concessão de Distribuição por mais 30 anos, grande parte dos ativos classificados como financeiros foram transferidos para realização no ativo intangível, inclusive a remuneração aplicada ao Valor Novo de Reposição (VNR). Entretanto, após reanálise da transferência, verificou-se que os valores dessa remuneração, aplicáveis à rubrica Terreno, havia sido transferidos para o Ativo Intangível. Tal transferência em 2015 gerou efeito positivo no resultado pela reversão do diferimento do Imposto de Renda e Contribuição Social Sobre Lucro.
 Em dezembro de 2016, a Companhia procedeu a reclassificação contábil efetuando a transferência do valor de R\$ 67.721 do Ativo Intangível para o Ativo Financeiro e efetuou o ajuste contábil dos tributos diferidos sobre o VNR, gerando um efeito negativo no Patrimônio Líquido de R\$ 23.014.
b) Taxa de Fiscalização: A Taxa de Fiscalização ANEEL em 2015 foi apresentada como Custo de Operação no grupo de Despesas Operacionais – Serviço com Energia. Em 2016 a Taxa de Fiscalização foi reclassificada para o grupo Deduções da Receita (RS 2.467) conforme determina a ANEEL no Manual de Contabilidade.
c) Participação nos Lucros e Custo com Previdência Privada: Com a implantação do novo sistema ERP/SAP foi possível segregor os custos com participação nos Lucros e com a Previdência Privada entre Custo de Operação, Despesas com Vendas e Despesas Gerais e Administrativas. Diante disso, os valores apresentados em 2015 foram reclassificados para fins de comparabilidade.
d) Receita de Recuperação de Perdas e Compensação a Consumidores: Os valores relativos à Receita de Recuperação de Perdas e Compensação a Consumidores foram apresentados no exercício de 2015 como Outras Receitas e Outras Despesas, respectivamente. Em 2016 tais valores estão sendo apresentados como Despesas com Vendas para melhoria da divulgação e comparação.
- (ii) Ajustes**
a) Ativos e Passivos Regulatórios (CVA): Por meio da Resolução Homologatória nº 1.937, de 25 de agosto de 2015, a ANEEL homologou os valores dos componentes tarifários financeiros do IRT 2015 contabilizados pela CEB Distribuição S.A. para serem amortizados à medida da realização do faturamento mensal.
 Em abril de 2016, na apuração da amortização da CVA, verificou-se a ocorrência de valores subestimados em relação ao total dos componentes financeiros no período pós IRT de 2015, no valor líquido de R\$ 31.660.
 A CEB D, por sua vez, realizou o registro desta transação, de forma retrospectiva, conforme preceito o CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro e CPC 26 (R1) – Apresentação das Demonstrações Contábeis.
 O efeito desta transação no patrimônio líquido da distribuidora foi de R\$ 16.204, decorrente do registro nos ativos e passivos regulatórios (RS 31.243 e RS 62.903, respectivamente), nos impostos diferidos (RS 13.668) e na provisão da Participação nos Lucros e Resultados – PLR (RS 1.789).
b) Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos sobre a Atualização do Valor Novo de Reposição (VNR): Com a reclassificação do valor de R\$ 67.721 do Ativo Intangível para o Ativo Financeiro foi necessário apropriar o diferimento do imposto de renda e a contribuição social sobre o VNR. O efeito desta transação no Patrimônio Líquido foi de R\$ 23.014.

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 direção da Administração é oferecer um serviço de qualidade à população do Distrito Federal e garantir rentabilidade compatível com o mercado aos seus acionistas. A CEB Distribuição S.A. tem convívio com dois problemas estruturais: endividamento oneroso e custos e despesas operacionais incompatíveis com as receitas com clientes. Para combater a grave crise financeira da Distribuidora, a Administração, em janeiro de 2015, concebeu um plano de trabalho que envolve três fases: ajustes pontuais; ajustes estruturais; e reorganização societária do Grupo CEB.
 A primeira foi concluída. As segunda e terceira fases tiveram seu início com a publicação de Fato Relevante, em 28 de setembro de 2015, do Plano de Transformação, que abarca o conjunto de ações que visa melhorar a eficiência operacional e financeira da Companhia. Tal iniciativa tem o intuito de reverter o histórico recente de resultados negativos e chamadas de agoras de capital por parte dos acionistas. A segunda fase, reorganização societária do Grupo CEB, consiste, principalmente, nas alienações de ativos de geração de energia elétrica, e de distribuição de gás natural. Neste sentido, foi aprovada pelo Poder Público do Distrito Federal através da Lei nº 5.577, de 21 de dezembro de 2015. Conforme previsto pela Lei, os recursos oriundos da venda dos ativos serão destinados a investimentos, pagamentos de tributos e amortizações de dívidas. A terceira fase constitui-se, basicamente de reduções estruturais de custos e despesas operacionais.
 Conforme relatado no Item 1.2 destas Notas Explicativas, as empresas geradoras controladas pela CEB aderiram ao “Acordo GDF – Repactuação do Risco Hidrológico” e promoveram ação judicial que resultou no diferimento “Do Pedido de Antecipação dos Efeitos da Tutela”, esta última em 31 de março de 2016. Essas iniciativas mitigaram os efeitos nocivos decorrentes da crise hídrica, bem como os desdobramentos causados pelas judicializações por parte daqueles que não aderiram à repactuação do risco hidrológico.

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 controlada CEB D está obrigada, por força de regulamentação do setor de energia elétrica e cláusula incluída no contrato de concessão, a fornecer energia elétrica para todos os clientes localizados na sua área de concessão. De acordo com a regulamentação do setor, a concessionária tem o direito de cortar o fornecimento de energia elétrica dos consumidores que não efetuam o pagamento das faturas. Com 75% do consumo de energia baseado nos consumidores residenciais, comerciais e industriais, a concessionária, bem como o Grupo, apresentam níveis baixos de risco de crédito. Seus maiores devedores continuam sendo os órgãos públicos, responsáveis por cerca de 20% do consumo total. Com relação aos procedimentos de cobrança, a Administração efetua o acompanhamento sistemático e individual junto aos seus clientes, encaminhando ao Serasa as inadimplências persistentes. A CEB D possui, ainda, linha de parcelamento a devedores, objetivando manter a liquidez de seus faturamentos.
 A maioria das demais controladas, coligadas e controladas em conjunto, possui como principal cliente a CEB D. O principal mitigador de risco é a regulamentação setorial, uma vez que os custos dessas contratações estão incorporados na Parcela A das tarifas, que são capturados nos processos de reajustes e de revisões tarifárias.
 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 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: corte por inadimplência; negatização de débitos 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 confidencialidade 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	Mais de 5 anos
Passivos Financeiros Não Derivativos						
Fornecedores	219.195	219.195				
Empréstimos e Financiamentos	218.986	21.922	21.922	52.366	77.942	44.834
Debêntures	181.908	26.195	26.195	80.110	48.653	330.040
Total	620.089	267.312	48.117	132.476	126.595	44.834

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.
 Conseqüentemente, 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. A Companhia estima que, em um cenário provável em 31 de dezembro de 2017, as taxas CDI e IGPM atingam um patamar de 10,10% e 4,86%, respectivamente, de acordo com o Relatório Focus do Banco Central do Brasil, de 31 de dezembro de 2016 (média curto prazo – Top 5). No caso da TJLP, atribuímos a taxa de 7,5% a.a., para o primeiro trimestre de 2017, conforme a Resolução nº 4.456 do BACEN, de 17 de dezembro de 2015. 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 2017. Também se espera que a taxa de 4,32% da UMBNDES se mantenha estável para os próximos trimestres de 2017. 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	12,65%	15,15%
TJLP	9,38%	11,25%
IGPM	6,08%	7,29%
UMBENDES	5,40%	6,48%

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

Alta do CDI	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2016		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
	286.026	10,10%	12,65%	15,15%
		314.915	322.208	329.359
		(28.889)	(36.182)	(43.333)

Alta do CDI	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2015		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
	124.293	14,97%	18,71%	22,45%
		142.900	147.548	152.197
		(18.607)	(23.255)	(27.904)

Alta da TJLP	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2016		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
	65.739	7,5%	9,38%	11,25%
		70.669	71.905	73.135
		(4.930)	(6.166)	(7.396)

Alta da TJLP	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2015		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
	99.293	7,50%	9,38%	11,25%
		106.740	108.620	110.463
		(7.447)	(9.309)	(11.170)

Alta do IGP-M	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2016		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
	839	4,86%	6,08%	7,29%
		880	931	992
		(41)	(92)	(153)

Alta do IGP-M	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2015		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
	9.325	6,63%	8,29%	9,95%
		9.943	10.098	10.252
		(618)	(773)	(927)

Alta do UMBNDES	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2016		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
	13.204	4,32%	5,40%	6,48%
		13.774	14.487	15.343
		(570)	(1.283)	(2.139)

Alta do UMBNDES	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2015		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
	19.092	4,10%	5,12%	6,15%
		19.875	20.069	20.266
		(783)	(978)	(1.174)

4.1.4. Risco cambial

Relativamente à aquisição de energia para revenda, a CEB D está exposta à oscilação cambial em cerca de 20% do custo total das aquisições, em função da energia oriunda de Itaipu Binacional ter cotação em dólares.
 A exposição é minimizada pela Compensação Financeira de Variação dos Itens da Parcela A, mecanismo setorial que compensa variações financeiras ocorridas durante o exercício tarifário que, no caso da CEB D, situa-se entre os meses de outubro e setembro. Nesse sentido, com a garantia de reposição de eventuais perdas financeiras relacionadas ao evento citado, por força das normas do Órgão Regulador, a concessionária não contrai mecanismos de proteção (hedge) para as variações cambiais. Observa-se que não há identificação de outros itens sujeitos à proteção cambial nas demonstrações financeiras da Companhia.

A Companhia e sua controlada CEB D desenvolveram análise de sensibilidade, conforme determinado pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM, por meio da Instrução nº 475, de 17 de dezembro de 2008, que requer que sejam apresentados mais dois cenários com deterioração de 25% e 50% da variável de risco considerada, de forma a clarear o cenário cambial.
 Em 31 de dezembro de 2016, a Administração estimou em um cenário provável que o valor de um dólar americano em 31 de dezembro de 2017 será de R\$ 3,59 (cenário de um ano). A metodologia utilizada para o cenário provável foi considerar a melhor estimativa para as taxas de câmbio em 31 de dezembro de 2016, com base em fontes externas de taxa de câmbio futuro (Relatório Focus, de 31 de dezembro de 2016 (média curto prazo – Top 5)). Por se tratar de outra forma de sensibilidade, no impacto no resultado para os próximos 12 meses foi considerado o saldo da dívida em 31 de dezembro de 2016. Ressalta-se que o comportamento do saldo da dívida respaldará seus respectivos contratos. Assim, foi confeccionada a análise dos efeitos na conta de energia de Itaipu, advindos de eventual elevação no câmbio em relação a 31 de dezembro de 2016.

Alta do Dólar	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2016		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
	3.27	3,59	4,49	5,39
		80.009	100.011	120.012
		(7.067)	(27.069)	(47.071)

Alta do Dólar	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2015		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
	3.8492	4,2600	5,3250	6,3900
		166.372	207.964	249.557
		(16.044)	(57.636)	(99.229)

É imprescindível salientar que a Companhia, suas controladas e coligadas, não apresentam riscos nas taxas de juros por contratações de empréstimos e/ou financiamentos em moedas estrangeiras.

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, que 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; (ii) buscar eficácia de custos.

4.2. Gestão de Capital

Os objetivos do Grupo ao administrar seu capital são o 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 os custos 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 curto e longo 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:

	31/12/2016	31/12/2015
Total dos Empréstimos e Financiamento/Debêntures (Notas Explicativas nºs 21 e 22)	400.894	408.083
Menos: Caixa e Equivalentes de Caixa (Nota Explicativa nº 5)	(86.041)	(78.043)
Dívida Líquida	314.853	330.040
Total do Patrimônio Líquido (Nota Explicativa nº 29)	620.362	586.625
Total do Capital	935.215	916.675
Índice de Alavancagem Financeira – %	33,66	36,00

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 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 2, 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 2016. O quadro seguinte resume os principais instrumentos financeiros ativos e passivos:

Ativos Financeiros	Hierarquia do Valor Justo	31/12/2016			
		Controladora		Consolidado	
		Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil
Ativos Financeiros					
Valor Justo Por Meio do Resultado					
Aplicações Financeiras	Nível 2	4.245	4.245	55.025	55.025
Empréstimos e Recebíveis					
Caixa e Bancos	Valor Justo				
Contas a Receber	Nível 1	3	3	31.016	31.016
Valores a Receber Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado	7.232	7.232	520.706	520.706
Mantidos até o Vencimento					
Aplicações Financeiras	Custo Amortizado			7.767	7.767
Disponível para Venda					
Ativo Financeiro Indenizável	Valor Justo			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			78.863	78.863

Ativos Financeiros	Hierarquia do Valor Justo	31/12/2015			
		Controladora		Consolidado	
		Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil
Ativos Financeiros					
Valor Justo Por Meio do Resultado					
Aplicações Financeiras	Nível 2	10.080	10.080	43.606	43.606
Empréstimos e Recebíveis					
Caixa e Bancos	Valor Justo				
Contas a Receber	Nível 1	3	3	34.437	34.437
Valores a Receber Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado	10.008	10.008	568.478	568.478
Mantidos até o Vencimento					
Aplicações Financeiras	Custo Amortizado			6.434	6.434
Títulos de Crédito a Receber	Custo Amortizado			1.137	1.137
Disponível para Venda					

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

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2015		Amortização	Atualização	Saldo em 31/12/2016		Circulante	Não Circulante
	(Reapresentado)	Constituição			Circulante	Circulante		
CVA Ativa	542.376	119.769	(469.583)	36.339	228.901	228.901		
Aquisição de Energia – (CVAenergia) (a)	286.281	89.157	(219.237)	29.531	185.732	185.732		
Proinfra (a)	1.458	10.531	(2.571)	1.516	10.934	10.934		
Transporte Rede Básica (a)	7.865	2.866	(7.878)	1.674	4.527	4.527		
Transporte de Energia – Itaipu (a)	1.429	583	(1.042)	235	1.205	1.205		
Encargos de Serviços de Sistema – ESS (a)	26.883	13.892	(42.823)	2.048	-	-		
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (a)	218.460	2.740	(196.032)	1.335	26.503	26.503		
Demais Ativos Financeiros Setoriais	171.495	264.108	(298.894)	26.823	163.532	163.532		
Neutralidade da Parcela A (b)	1.576	8.854	(3.436)	98	7.092	7.092		
Sobrecontratação de Energia (b)	-	87.323	(68.152)	5.990	25.161	25.161		
Diferimento de Reposição na RTP (b)	146.357	111.106	(164.668)	16.762	109.557	109.557		
Implantação MCSPSE		14.338	(3.295)	2.834	13.877	13.877		
Outros (b)	23.562	42.487	(59.342)	1.139	7.845	7.845		
Total Ativos Financeiros Setoriais	713.871	363.877	(768.477)	63.162	392.433	392.433		

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2015		Amortização	Atualização	Saldo em 31/12/2016		Circulante	Não Circulante
	(Reapresentado)	Constituição			Circulante	Circulante		
CVA Passiva	(39.813)	(130.469)	54.188	(15.017)	(131.111)	(131.111)		
Aquisição de Energia – (CVAenergia) (a)	(4.135)	(71.299)	18.157	(2.465)	(59.742)	(59.742)		
Proinfra (a)	(712)	(242)	667	(156)	(443)	(443)		
Encargos de Serviços de Sistema – ESS (a)	(34.966)	(27.463)	35.364	(5.926)	(32.991)	(32.991)		
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (a)		(31.465)		(6.470)	(37.935)	(37.935)		
Demais Passivos Financeiros Setoriais	(302.717)	(83.145)	243.943	(24.061)	(165.980)	(154.160)	(11.820)	
Sobrecontratação de Energia (b)	(141.235)	(15.506)	97.468	(5.962)	(65.235)	(65.235)		
Exposição Submercados		(23.539)	25.388	(1.849)				
Devoluções Tarifárias UDER		(11.362)		(458)	(11.820)	(11.820)		(11.820)
Reversão Financeiro Postergação		(26.181)	5.054	(160)	(21.287)	(21.287)		
Outros (b)	(161.482)	(6.557)	116.033	(19.632)	(67.638)	(67.638)		
Total Passivos Financeiros Setoriais	(342.530)	(213.614)	298.131	(35,078)	(297.091)	(285.271)	(11.820)	

De acordo com o Contrato de Concessão nº 066/1999 (prorrogado até 7 de julho de 2045, conforme aditivo firmado em 9 de dezembro de 2015), o Reajuste Tarifário Anual – RTA ocorreu no dia 26 de agosto de 2015. O mecanismo RTA tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita, obtida 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-generáveis da empresa (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, despesas de capital). Na RTA, a Parcela A é totalmente recomposta de acordo com os custos vigentes naquele momento, enquanto a Parcela B é simplesmente atualizada pelo IGP-M, descontado o Fator X. Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses, subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias. Dentre eles destacam-se:

a) 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. A conta tem por objetivo registrar as variações observadas entre os gastos efetivamente incorridos e os estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes tarifários anuais. Seus valores são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC. Dentre os custos da Parcela A cobertos pela CVA têm-se:

• CVA 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 em último reajuste tarifário. Em razão da crise energética atual, o custo com aquisição de energia elétrica mostra-se superior ao previsto pela ANEEL, quando do 4º Ciclo de Revisão Tarifária ocorrido em outubro de 2016.

• CVA Encargos – Nesse grupo encontram-se coberturas para os seguintes encargos: CDE, Proinfra, ESS, Transporte de Itaipu e Rede Básica.

b) Itens Financeiros Relevantes

• Diferimento Parcial dos Componentes Financeiros: Em 19 de agosto de 2014, por meio da Carta nº 221/2014-DD, o Governo do Distrito Federal solicitou à Concessionária o diferimento parcial de 9% de seus componentes financeiros. O montante diferido foi capturado na proporção de 17,47%, correspondente a R\$ 25.462, em agosto de 2015, e o saldo atualizado de R\$ 134.743, no 4º Ciclo de Revisão Tarifária ocorrido em outubro de 2016.

• Reversão da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE: Em 27 de fevereiro de 2015 a ANEEL, por meio da REH nº 1.858/2015, homologou o aumento médio de 24,14% nas tarifas, com vigência até o mês de julho de 2016. A alteração da data base dos processos tarifários da CEB Distribuição S.A., do mês de agosto para outubro, ocasionou a reversão no montante de R\$ 73.328.

9. DEMAIS CRÉDITOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Serviços em Curso (a)			28.386	26.530
Repactuação do Risco Hidrológico			19.057	21.116
Aportes da CDE – Decreto 7.945/2013 (d)			50.953	9.680
Desativações em Curso (b)			8.987	9.001
Previdência Privada dos Empregados			2.157	7.442
Dividendo/JSCP a Receber	7.518	9.090	8.586	6.612
Despesas Pagas Antecipadamente			4.194	4.775
Títulos de Crédito a Receber (c)				1.137
Crédito com Empregados	5	9	6.422	513
Coligadas e Controladas	4.086	285	4.797	
Outros Créditos	2	73	6.024	4.382
Total	11.611	9.457	139.563	91.188
Circulante	7.525	9.172	117.477	68.256
Não Circulante	4.086	285	22.086	22.932

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 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.

c) Títulos de crédito a receber: refere-se às ações preferenciais cumulativas e resgatáveis das classes A e B, emitidas pela Investco, que são caracterizadas como instrumento financeiro na controlada CEB Lajeado S.A.

d) 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.

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	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Bloqueios Judiciais		151	5.921	2.349
Cauções	731		4.536	1.573
Depósitos Recursais	150	673	2.176	6.151
(c) Provisão Para Perdas de Depósitos Recursais e Bloqueios Judiciais			(5.921)	(6.978)
Total	881	824	6.712	3.095
Circulante	731		4.536	
Não Circulante	150	824	2.176	3.095

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. Em 31 de dezembro de 2016, não há saldo registrado em outros resultados abrangentes, uma vez que a Companhia concluiu que naquela data não havia diferença entre essas taxas. A movimentação do saldo referente ao ativo financeiro indenizável (concessão) para o período de doze meses, mostrada no quadro seguinte:

	Saldo em 31 de dezembro de 2014	841.273
Adições		55.160
Transferência Para Realização no Intangível		(874.590)
Transferência do Intangível – VNR Terrenos		70.407
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR		5.808
Saldos em 31 de dezembro de 2015 (Reapresentado)		95.372
Adições		3.886
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR		(29.931)
Saldos em 31 de dezembro de 2016		129.189

O valor recuperável desses 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	
	31/12/2016	31/12/2015
Principal – Banco Credit Suisse (a)	6.000	6.000
Rentabilidade – Banco Credit Suisse (a)	414	415
Principal – Banco Panamericano – CDB 006026GS (b)	219	19
Títulos Mobiliários	1.134	
Total	7.767	6.434
Não Circulante	7.767	6.434

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; 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	Empresa	Área	31/12/2016	
				31/12/2016	31/12/2015
Terreno	Sector Noroeste – Plano Piloto	CEB D	284.160 m²		274.400
Terreno	Sector Industrial – Taguatinga	CEB D	10.500 m²	896	896
Terreno	Planaltina, Brasília e Sobradinho – Distrito Federal	CEB	Diversos	2.094	
Prédio	Edificações no Sector Industrial – Taguatinga	CEB D	1.040 m²	673	673
Total				3.663	275.969

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 Sector Noroeste retornou o seu registro para o grupo de propriedade para investimentos.

14. INVESTIMENTOS

14.1. Composição dos Investimentos

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado
Avaliados por Equivalência Patrimonial	656.256	613.932	340.712	348.612
Propriedade Para Investimento			274.545	145
Adiantamento Para Futuro Aumento de Capital	4.630	3.232	4.630	3.232
Outros	365	1.761	365	1.761
Total	661.252	618.925	620.252	353.750

14.2. Investimentos Avaliados por Equivalência Patrimonial

Investidas	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado
Capital Social Integralizado				
Participação no Patrimônio Líquido				
Participação no Capital Social (%)				
Número de Ações Detidas Ordinárias				
Ações Detidas Pela CEB				
Valor Contábil				
31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	
CEB Distribuição S.A.	590.532	359.180	100,00	100,00
CEB Lajeado S.A.	145.656	333.377	59,93	59,93
Corumbá Concessões S.A.	235.259	157.773	45,20	9,30
Energética Corumbá III S.A.	119.373	170.692	37,50	25,00
CEB Participações S.A.	41.271	39.457	100,00	100,00
CEB Geração S.A.	7.575	14.035	100,00	100,00
Companhia Brasileira de Gás S.A.	4.921	979	51,00	30,600
Total			656.256	613.932

A diferença do investimento registrado na Companhia e o resultado da aplicação do investimento 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		Número de Ações Detidas Pela CEB		Valor Contábil	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado
Capital Social Integralizado						
Participação no Patrimônio Líquido						
Participação no Capital Social (%)						
Número de Ações Detidas Ordinárias						
Ações Detidas Pela CEB						
Valor Contábil						
31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	
CEB Distribuição S.A.	2.543.248	2.184.067	2.057.006	2.543.248	2.184.068	2.348.022
Corumbá Concessões S.A.	717.193	559.420	170.328	732.300	569.361	104.103
CEB Lajeado S.A.	369.830	36.453	118.756	397.619	43.731	117.966
Energética Corumbá III S.A.	231.747	61.055	39.228	230.966	82.734	35.387
CEB Participações S.A.	40.864	1.807	16.407	45.802	954	13.726
CEB Geração S.A.	17.930	3.285	15.101	17.311	2.361	17.713
Companhia Brasileira de Gás S.A.	1.252	273	3.679	1.217	276	3.629

14.2.1. Informações financeiras resumidas

Investidas	31/12/2016			31/12/2015		
	Ativos	Passivos	Receita Líquida	Ativos	Passivos	Receita Líquida
CEB Distribuição S.A.	2.543.248	2.184.067	2.057.006	2.543.248	2.184.068	2.348.022
Corumbá Concessões S.A.	717.					

17.1. Eventos Não Recorrentes Que Impactaram a Rubrica de Suprimento de Energia Elétrica:

17.1.1. Parcelamento Itaipu Binacional
 Em julho de 2015, a CEB D possuiu 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*. Em 31 de dezembro de 2016, o saldo devedor do parcelamento totaliza USD 7.752 (USD 18.306 – 2015), o que corresponde, na data de fechamento, a R\$ 25.409 (R\$ 70.464 – 2015).

18. OBRIGAÇÕES TRIBUTÁRIAS

18.1. Resumo das Obrigações Tributárias

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	Reapresentado 31/12/2015
Imposto de Renda Pessoa Jurídica e Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido	97.611	97.384	190.785	249.552
Outros Tributos	1.003	1.135	212.075	299.094
Total	98.614	98.519	402.860	548.646
Circulante	1.344	1.250	224.115	264.796
Não Circulante	97.270	97.269	178.745	282.840

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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ	71.522	71.522	140.666	183.315
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL	26.089	25.862	50.119	66.237
Total	97.611	97.384	190.785	249.552
Circulante	343	115	21.952	13.336
Não Circulante	97.270	97.269	168.833	236.216

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	
	31/12/2016	Reapresentado 31/12/2015	31/12/2016	Reapresentado 31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Resultado Antes dos Tributos Sobre o Lucro	86.373	25.528	86.373	25.528	168.457	148.212	168.457	148.212
Equivalência Patrimonial – Coligadas					(19.640)	2.213	(19.640)	2.213
Resultado das Empresas Tributadas Pelo Lucro Presumido					(18.047)	(9.765)	(18.047)	(9.765)
Total do Resultado Tributável	86.373	25.528	86.373	25.528	130.770	140.660	130.770	140.660
Equivalência Patrimonial	95.370	(53.851)	95.370	(53.851)	118.759	118.759	118.759	118.759
Adições/Exclusões Permanentes	(74.746)	7.829	(74.746)	7.829	(104.108)	33.547	(104.108)	33.547
Adições/Exclusões Temporárias	(99.030)	22.320	(99.030)	22.320	117.737	(306.629)	117.737	(306.629)
Base de Cálculo Antes da Compensação do Prejuízo Fiscal	7.967	1.826	7.967	1.826	263.158	(132.422)	263.158	(132.422)
(-) Compensação Prejuízo Fiscal	(2.390)	(548)	(2.390)	(548)	(83.027)	(83.027)	(83.027)	(83.027)
Base de Cálculo	5.577	1.278	5.577	1.278	180.131	(132.422)	180.131	(132.422)
Alíquota Aplicável	25%	25%	9%	9%	25%	25%	9%	9%
Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente:								
IRPJ/CSLL – Controladora e Controladas	(1.370)	296	(501)	115	(1.371)	13.067	(19.102)	4.725
IRPJ – Lucro Presumido					(52.785)	1.357	(593)	614
Ajustes IRPJ/CSLL do Período		(244)		(87)	(1.269)	244	(20.196)	57
Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente	(1.371)	52	(501)	28	(55.425)	14.668	(20.196)	8,426
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferido	22.137	7.969			89.635	29.609	19.748	10.652
Total do Imposto de Renda e Contribuição Social	20.766	52	7.468	28	34.210	44.277	(448)	16.078

(j) 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 OPCPC 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	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ	71.522	71.522	124.129	173.676
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL	25.748	25.747	44.704	62.540
Total	97.270	97.269	168.833	236.216
Não Circulante	97.270	97.269	168.833	236.216

18.1.2. Outros tributos

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	Reapresentado 31/12/2015
Imposto Sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços de Transportes Estaduais, Intermunicipais e de Comunicações – ICMS (a)			180.275	223.830
Contribuição Social Para Financiamento da Seguridade Social – COFINS	753	645	25.490	46.344
Programa de Integração Social – PIS	163	139	5.522	18.029
Retenções IRRF/CSLL/PIS/COFINS			271	686
Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS	86	31	102	1.589
Outros			49	3.631
Total	1.002	1.135	212.075	296.084
Circulante	1.002	1.135	202.163	251.460
Não Circulante			9.912	46.624

(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 2014, 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 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, 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 2016, o montante a repassar ao GDF era de R\$ 207.412 e apresentava a seguinte movimentação:

Saldo em 31 de dezembro de 2015	245.195
Faturamento Arrecadado	191.410
Faturamento não Arrecadado	2.022
Atualização Monetária	16.264
Repasses ao Governo do Distrito Federal	(203.995)
Reversão por Prescrição	(43.349)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	207.412
Circulante	127.532
Não Circulante	79.880

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

Saldo em 31 de dezembro de 2015	145.792
Amortização no Exercício	(37.337)
Atualização no Exercício	9.767
Saldo em 31 de dezembro de 2016	118.222
Circulante	38.342
Não Circulante	79.880

20. ENCARGOS REGULATÓRIOS

	Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015
Superávit de Baixa Renda (a)	140.322	123.291
Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética (b)	117.987	93.674
Encargos do Consumidor a Recolher (c)	196.002	83.909
Total	454.311	300.874
Circulante	202.102	118.605
Não Circulante	252.209	182.269

(a) Superávit 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 modernidade 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 concluiu 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.

O assunto continua ainda pendente de solução por parte do Órgão Regulador.

(b) Obrigações de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e 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 a 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 2008; 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 de dezembro de 2009.

Por meio da Resolução Normativa nº 233, de 24 de outubro de 2008, 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	
	31/12/2016	31/12/2015
Programa de Eficiência Energética – PEE	80.077	68.459
Pesquisa e Desenvolvimento – P & D	36.747	23.917
Fundo Nacional Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT	955	899
Ministério de Minas e Energia – MME	208	399
Total	117.987	93.674

Visando o planejamento da aplicação dos valores acumulados no passivo da Distribuidora, o Plano de Negócio do Período de 2017 a 2021, aprovado pelo Conselho de Administração, em 14 de dezembro de 2016, 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

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 31 de dezembro de 2016, os montantes devidos pela CEB Distribuição S.A. à Eletrobrás totalizaram R\$ 166.002 (R\$ 83.909 – 2015). Os valores de CDE foram reconhecidos e homologados na Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, para serem repassados aos consumidores de energia da CEB Distribuição S.A.

21. DEBÊNTURES

Informações sobre as debêntures:

	Quantidade em circulação	Remuneração a.a.	Taxa efetiva a.a.	Condições de amortização		Garantias	
				Parcelas mensais a partir de junho de 2016	Parcelas mensais a partir de junho de 2017		
1ª Emissão – Série Única	1.300	CDI + 6,8%	CDI + 6,8%			Receíveis + Alienação de Imóvel	
2ª Emissão – Série Única	710	CDI + 6,8%	CDI + 6,8%			Receíveis + Alienação de Imóvel	
		2016	2015				
		Circulante	Não circulante	Total	Circulante	Não circulante	Total
Saldo Inicial	52.399	130.273	182.672	15.918	114.082	130.000	
Encargos	1.178		1.178	1.082	1.082		
Custos da Emissão	(432)	(1.511)	(1.943)	(1.511)	(1.511)	(1.934)	
Saldo Final	53.145	128.762	181.907	16.568	112.571	128.139	

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 sobre taxa (spread) de 6,80%, base 252 (duzentos e cinquenta e dois) dias úteis ao ano.

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

	Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015
2017	53.145	
2018	42.911	
2019	37.199	
2020	37.199	
2021	11.453	
Total	181.908	181.908

Condições restritivas: Qualquer operação de FIDC a ser realizada pela CEB Distribuição S.A. restringe-se ao Banco *Credit Suisse*.

21.1. Movimentação das Debêntures

Saldo em 31 de dezembro de 2015	129.139</
--	---------------------

COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB

31. DESDOBRAMENTO DAS CONTAS DO RESULTADO

31.1. Receita Operacional Líquida

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016 (Reapresentado)	31/12/2015 (Reapresentado)
Fornecimento de Energia Elétrica			3.324.987	3.224.448
Energia de Curto Prazo			275.812	355.860
Recursos de Parcela A e Outros Itens Financeiros			(304.926)	164.955
Receita de Construção			58.100	82.781
Aporte de Recursos da CDE			41.273	50.426
Receita de Prestação de Serviços	40.354	28.869	41.362	30.226
Suprimento de Energia			31.731	29.823
Disponibilidade do Sistema de Distribuição			21.198	29.423
Arrendamento e Aluguéis			28.494	26.543
Receita de Venda de Gás			4.919	4.528
Outras Receitas			2.692	2.645
Receita Operacional Bruta	40.354	28.869	3.525.642	4.001.658
Impostos	(807)	(578)	(678.191)	(637.719)
Contribuições	(3.739)	(2.806)	(333.619)	(381.970)
Encargos do Consumidor			(399.156)	(585.960)
Descontos Incondicionais			(122)	(5)
Deduções da Receita Operacional Bruta	(4.546)	(3.374)	(1.411.088)	(1.605.654)
Receita Operacional Líquida	35.808	25.485	2.114.554	2.396.004

31.1.1. Aporte de recursos da CDE

A Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012 (convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013), determinou que os recursos relacionados à subvenção de baixa renda bem como outros descontos tarifários passassem a ser subsidiados integralmente por recursos oriundos da CDE. Estes recursos serão repassados pela Eletrobrás e são homologados pela ANEEL no processo de reajuste tarifário anual das distribuidoras.

Sendo assim, a Resolução Homologatória nº 1.937, de 25 de agosto de 2015, que reajustou as tarifas da CEB D, estabeleceu também um valor mensal correspondente a R\$ 2,51 milhões a ser repassado à Empresa pela Eletrobrás, no período de competência de agosto de 2015 a julho de 2016. Tal repasse se refere aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica. Nos meses de agosto e setembro de 2016, por meio da REH nº 2.033, foi estabelecido o valor mensal de R\$ 2,8 milhões. Posteriormente, em 18 de outubro de 2016, o valor mensal foi redefinido em R\$ 3,3 milhões por meio do 4º Ciclo de Revisão Tarifária, nos termos da Resolução Homologatória ANEEL nº 2.161, no período de outubro de 2015 a setembro de 2016.

No exercício de 2016, os aportes de CDE totalizaram R\$ 41.273 (R\$ 50.426 em 2015). Tais aportes seguiram o que está previsto no art. 13, inciso VII, da Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, redação dada pela Medida Provisória nº 605, de 23 de janeiro de 2013, e em cumprimento ao disposto no art. 3º do Decreto nº 7.891, de 23 de janeiro de 2013. O saldo a receber foi contabilizado na rubrica Recursos da CDE – Decreto nº 7.945/2013 (Nota Explicativa nº 9).

31.1.2. Encargos do consumidor

31.1.2.1. Repasse da 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 de Conta de Desenvolvimento Energético – CDE, a ser repassada pela CEB Distribuição S.A. à Eletrobrás no ano de 2015, no montante de R\$ 391.473. Esses valores foram reconhecidos e homologados na Revisão Tarifária Extraordinária – RTE, por meio da Resolução Homologatória nº 1.858, de 27 de fevereiro de 2015, a qual estabeleceu o repasse desses custos às unidades consumidoras vinculadas à CEB Distribuição S.A..

Decreto nº 8.221 de 2 de abril de 2014

O Governo Federal, fundamentado na Lei nº 12.783/2013, publicou em 2 de abril de 2014, o Decreto nº 8.221/2014, que autorizou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE a criação e manutenção da Conta no Ambiente de Contratação Regulada – Conta-ACR para cobrir, total ou parcialmente, os gastos das distribuidoras de energia referentes à exposição involuntária no mercado de curto prazo; e custos do despacho termoeletrico, através das contratações de operações de crédito bancário destinadas à cobertura dos custos previstos. A CCEE será a responsável pela gestão da Conta-ACR.

Aporte CDE – Decretos nº 7891/2013 e nº 7.945/2013

Devido aos altos custos financeiros ocasionados pelas condições hidroenergéticas, desde o final de 2012, relacionado com os baixos índices dos reservatórios das usinas hidrelétricas, o foi emitido, em 23 de janeiro de 2013, o Decreto nº 7.891, alterado pelo Decreto nº 7.945, de 7 de março de 2013, visando a neutralização de parte do problema de caixa enfrentado pelas distribuidoras.

Com relação à contratação de energia, o Decreto nº 7.945 estabeleceu: (i) redução do prazo mínimo de três para um ano, contado a partir do início do suprimento de energia, de contratos de comercialização de energia elétrica proveniente de empreendimentos existentes; e (ii) aumento do repasse dos custos de aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras para os consumidores finais de 103% para 105% do montante total de energia elétrica contratada em relação à carga anual de fornecimento da distribuidora.

Com relação aos objetivos da CDE, o decreto alterou os mesmos, e instituiu o repasse de recursos da CDE às concessionárias de distribuição, dos custos relacionados a seguir:

- Neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição ao mercado de curto prazo das usinas hidrelétricas contratadas em regime de cotas de garantia física de energia e de potência, por insuficiência de geração alocada no âmbito do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE (Risco Hidrológico);
- Neutralizar a exposição das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo das distribuidoras, por insuficiência de lastro contratual em relação à carga realizada, relativa ao montante de reposição não recontratado em função da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica (Exposição Involuntária); e
- Cobrir o custo adicional relativo ao acionamento de usinas termelétricas fora da ordem de mérito por decisão do Comitê de Monitoramento do Setor Elétrico – CMSE (ESS – Segurança Energética).

31.1.2.2. Bandeiras tarifárias

Conforme determinado pelo Decreto nº 8.401, de 4 de fevereiro de 2015, foi criada a Conta Centralizadora dos Recursos de Bandeiras Tarifárias – CCRBT, destinada a administrar os recursos decorrentes da aplicação das bandeiras tarifárias instituídas pela ANEEL. A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE é responsável pela gestão da CCRBT, sendo os valores a serem repassados e/ou compensados homologados mensalmente pela ANEEL, por meio da emissão de nota técnica.

Os recursos provenientes da aplicação das bandeiras tarifárias pelas distribuidoras podem ser total ou parcialmente revertidos à CCRBT. Os valores disponíveis nesta conta são repassados às distribuidoras considerando: (i) os valores efetivamente realizados das variações relativas aos custos de geração e à exposição aos preços de liquidação no mercado de curto prazo; e (ii) a cobertura tarifária vigente de cada distribuidora.

Dessa forma, a controlada CEB D registrou os seguintes montantes durante os exercícios de 2015 e 2016:

Competência	Acionamento da Bandeira Tarifária		Valor de Cobertura dos Custos (CVA)		Despesas ANEEL
	Receita Faturada	Repasse à CCRBT			
jan/16	Vermelha	22.729	(8)	22.721	529/2016
fev/16	Vermelha – Patamar 1	18.482	(10)	18.472	797/2016
mar/16	Amarela	11.797		11.797	1061/2016
abr/16	Verde	4.698		4.698	1431/2016
mai/16	Verde				1734/2016
jun/16	Verde		(26)	(26)	2045/2016
jul/16	Verde				2298/2016
ago/16	Verde	(2)		(2)	2626/2016
set/16	Verde	9		9	2882/2016
out/16	Verde	38		38	3147/2016
nov/16	Amarela	2.919	3.215	6.134	3415/2016
dez/16	Amarela	4.433	1.894	6.327	290/2017
2016		65.008	5.111	70.169	
2015		271.043	(115.477)	155.566	

31.2. Custo Com Serviço de Energia Elétrica

	Consolidado	
	31/12/2016 (Reapresentado)	31/12/2015 (Reapresentado)
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.050.732)	(1.180.070)
Energia Elétrica Comprada Para Revenda – Curto Prazo	(286.410)	(327.244)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(154.369)	(148.234)
Repactuação do Risco Hidrológico	(2.059)	21.116
Total	(1.493.570)	(1.634.432)

31.3. Custos e Despesas Operacionais Por Natureza

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016 (Reapresentado)	31/12/2015 (Reapresentado)
Pessoal e Administradores	(11.445)	(10.988)	(249.309)	(196.446)
Serviço de Terceiros	(27.612)	(21.385)	(173.432)	(152.141)
(Provisão) Estimada/Reversão de Perdas com Crédito de Liquidação Duvidosa	(7.282)	(22.174)	(50.272)	(85.219)
Custo de Construção – Concessão (a)			(58.100)	(82.781)
Depreciação e Amortização	(167)	(89)	(53.618)	(54.467)
Arrendamento			(54.594)	(41.850)
Material	(221)	(811)	(3.584)	(7.045)
Outras Despesas	(392)	(238)	(14.119)	(29.745)
Total	(47.119)	(55.685)	(657.026)	(648.694)
Classificação:			(316.173)	(319.498)
Custo da Operação			(26.687)	(21.348)
Custos dos Serviços Prestados a Terceiros	(30.267)	(23.753)	(119.321)	(154.492)
Despesas Com Vendas	(7.290)	(22.174)	(119.321)	(154.492)
Despesas Gerais e Administrativas	(9.563)	(9.758)	(194.845)	(154.356)

(a) 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 a construção 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.

31.4. Outras Receitas/(Despesas) Operacionais

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016 (Reapresentado)	31/12/2015 (Reapresentado)
Outras Receitas Operacionais				
Reversão de Provisão de Benefícios Pós-Emprego (a)			37.192	127.177
Atualização do Valor Justo do Ativo Financeiro Indenizável – VNR			30.196	53.882
Recuperação de Créditos Baixados por Perdas			26.876	14.168
Receita Crédito Tributário – Decisões Judiciais (b)			95.649	96.579
Reversão de Provisão para Riscos Tributários, Cíveis, Trabalhistas e Regulatórios			22.641	20.919
Reversão de Provisão de Participação nos Lucros			12.028	461
Resultado na Baixa de Bens		76	(1.378)	(10.536)
Tributos Sobre Outras Receitas			(15.740)	
Outras Receitas	65	50	28.184	9.891
Subtotal	65	126	235.648	215.962
Outras Despesas Operacionais				
Provisão de Benefícios Pós-Emprego			(38.673)	(39.196)
Multas ANEEL			(6.083)	(18.385)
Provisão Para Riscos Tributários, Cíveis, Trabalhistas e Regulatórios			(16.458)	(15.184)
Compensação Por Descontinuidade de Energia	(2.438)	(113)	(14.935)	(8.539)
Provisão Para Participação nos Lucros e Resultados (c)			(10.054)	(12.113)
Provisão Para Perdas com Depósitos Judiciais			(3.012)	(657)
Tributos		(765)		(765)
Outras Despesas	(1.019)	(25)	(4.156)	(153)
Subtotal	(3.457)	(903)	(93.371)	(94.992)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais, Líquidas	(3.392)	(777)	142.277	120.970

(a) Em 2015, inclui a reversão do Plano Assistencial – FACEB, no valor de R\$ 90.712, devido à inconstitucionalidade das Leis nº 3.010/2002 e nº 3.199/2003.

(b) Créditos por Decisão Judicial Transitada em Julgado;

(i) FINSOCIAL

A Companhia Energética de Brasília – CEB recolhe a contribuição destinada ao Fundo de Investimento Social – FINSOCIAL, instituído pelo Decreto-lei nº 1940/82 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 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.

(c) Decore de participação dos empregados no resultado atribuído pela CEB Distribuição S.A., em função do Acordo Coletivo de Trabalho.

31.5. Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Receitas Financeiras				
Juros/Variações Monetárias Sobre Ativos	4.100	1.072	42.016	21.324
Atualização Monetária – Ativos Regulatórios			63.162	89.448
Acrescimos Moratórios em Conta de Energia			31.157	11.896
Rendimentos de Aplicações Financeiras	1.067	861	10.115	8.592
Receita de Dividendos e Juros sobre Capital Próprio	15.705	7.884	16.192	7.439
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio	(15.000)	(7.829)	(15.000)	(7.119)
Multas e Penalidades Aplicadas			1.257	724
Tributos Sobre Receitas Financeiras			(5.368)	
Outras Receitas Financeiras		755	2.542	2.476
Subtotal	5.872	2.743	146.073	134.780
Despesas Financeiras				
Juros/Variações Monetárias Sobre Passivos (a)	(68)	(43)	(76.051)	(90.261)
Encargos de Dívidas			(70.556)	(61.247)
Atualização Monetária – Passivos Regulatórios			(39.078)	(35.744)
Juros Sobre Capital Próprio			(6.171)	
Reversão de Juros Sobre Capital Próprio				6.171
Atualização de Benefício Pós-Emprego			(196)	(1.118)
Recuperação de Despesas			6.660	
Outras Despesas Financeiras	(98)	(46)	(20.051)	(12.855)
Subtotal	(166)	(89)	(197.272)	(201.225)
Varição Cambial Sobre Fatura de Energia Elétrica (b)			14.457	(42.922)
Resultado Financeiro	5.706	2.654	(36.742)	(109.367)

(a) Juros/Variações Monetárias Sobre Passivos: A redução se deve, substancialmente, às amortizações dos passivos regulatórios durante o exercício de 2016 e, consequentemente, à redução dos juros e variações monetárias se comparado os períodos.

(b) Variação Cambial Sobre Fatura de Energia Elétrica: A variação ocorreu pela flutuação da moeda estrangeira que é o indexador das faturas de compra de energia elétrica de Itaipu, que durante o exercício de 2016 apresentou significativa variação em relação ao exercício anterior; e ainda, pela quitação desse passivo ao longo do exercício de 2016. Em 31 de dezembro de 2015, a CEB D possuía um passivo de R\$ 70.464 (US\$ 18.306), já em 31 de dezembro de 2016, esse passivo foi de R\$ 25.409 (US\$ 7.520).

32. LUCRO (PREJUÍZO) POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO

Os acionistas ordinários 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.

32.1. 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.

32.2. 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:

	31/12/2015	
	31/12/2016 (Reapresentado)	31/12/2015 (Reapresentado)
Lucro Atribuível aos Acionistas da Companhia	114.607	25.448
Lucro Alocado às Ações Ordinárias – Básicas e Diluídas	57.112	12.682
Lucro Alocado às Ações Preferenciais – Básicas e Diluídas	57.494	12.766
Média Ponderada das Ações em Circulação		
Ações Ordinárias – Básicas e Diluídas	7.184	5.233
Ações Preferenciais – Básicas e Diluídas	7.232	5.269
Lucro por Ação – R\$:		
Ações Ordinárias – Básicas e Diluídas	7,950	2,422
Ações Preferenciais – Básicas e Diluídas	7,950	2,422

33. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

33.1. Controladora Final

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

COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRÁSILIA - CEB

RELATÓRIO DO AUDITOR INDEPENDENTE SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS INDIVIDUAIS E CONSOLIDADAS

Aos Acionistas, Conselheiros e Administradores da

Companhia Energética de Brasília - CEB
Brasília - DF

Opinião

Examinamos as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da Companhia Energética de Brasília - CEB (“Companhia”), identificadas como Controladora e Consolidada, que compreendem o balanço patrimonial individual e consolidado em 31 de dezembro de 2016 e as respectivas demonstrações individuais e consolidadas do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo nessa data, assim como o resumo das principais políticas contábeis e as demais notas explicativas.

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira individual e consolidada da Companhia Energética de Brasília - CEB em 31 de dezembro de 2016, o desempenho individual e consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa individual e consolidado para o exercício findo nessa data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Base para opinião

Nossa auditoria foi conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Nossas responsabilidades, em conformidade com tais normas, estão descritas na seção a seguir, intitulada “Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis”. Somos independentes em relação à Companhia, de acordo com os princípios éticos relevantes previstos no Código de Ética Profissional do Contador e nas normas profissionais emitidas pelo Conselho Federal de Contabilidade, e cumprimos com as demais responsabilidades éticas de acordo com essas normas. Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Incerteza relevante quanto à continuidade operacional

Chamamos a atenção para o fato de que a controlada direta CEB Distribuição S.A. apresenta histórico de deficiência de capital de giro e alto índice de endividamento. Adicionalmente, em razão das características inerentes à sua atividade operacional e por exigência dos órgãos concedente e regulador, existe a necessidade de constantes investimentos para manutenção e desenvolvimento das suas atividades. Esses fatos indicam possível a existência de incerteza que pode levantar dúvida quanto à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Os planos da Administração para manutenção das atividades estão descritos na Nota Explicativa nº 2). As demonstrações contábeis mencionadas no primeiro parágrafo foram elaboradas no pressuposto de continuidade normal dos negócios e, assim, não incluem nenhum ajuste relativo à realização e à classificação dos ativos ou quanto aos valores e a classificação dos passivos, que seriam requeridos na impossibilidade de a Companhia continuar operando. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

Ênfase

Chamamos a atenção para o fato descrito na nota explicativa nº20 a), que indica que a Controlada direta CEB Distribuição S.A., possui registrado no passivo não circulante o montante de R\$ 140.322 mil, referente aos valores a serem ressarcidos aos consumidores em decorrência do processo de migração de determinados consumidores residenciais, anteriormente enquadrados na subclasse de baixa renda, para consumidores normais. O assunto encontra-se em discussão entre a Distribuidora e o Órgão Regulador e apesar da Administração defender que o direito ao ressarcimento alcança a decadência legal, a ANEEL, para concluir quanto à exigibilidade ou não do referido montante, solicitou instrução do processo específico para apurar a conduta da CEB Distribuição S.A. Até o encerramento de nossos exames o tema não havia sido concluído em todas as instâncias da ANEEL. A Superintendência de Fiscalização Econômica e Financeira - SFF encaminhou o processo à Superintendência de Fiscalização dos Serviços de Eletricidade – SFE e à Superintendência de Regulação dos Serviços de Distribuição – SRD, a fim de se manifestarem quanto aos argumentos da CEB. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

Principais assuntos de auditoria

Principais assuntos de auditoria são aqueles que, em nosso julgamento profissional, foram os mais significativos em nossa auditoria do exercício corrente. Esses assuntos foram tratados no contexto de nossa auditoria das demonstrações contábeis, individuais e consolidadas, como um todo e na formação de nossa opinião sobre essas demonstrações contábeis, individuais e consolidadas, e, portanto, não expressamos uma opinião separada sobre esses assuntos.

Reconhecimento de receita e ambiente de tecnologia da informação

Conforme nota explicativa nº 2.23.2, as receitas da controlada direta CEB Distribuição são oriundas do fornecimento de energia elétrica e atividades associadas ao serviço, sendo reconhecidas quando os riscos e benefícios são substancialmente transferidos ao consumidor por meio do fornecimento de energia elétrica. O processo de reconhecimento da receita é relevante para o desempenho da Companhia e para atingimento de metas de performance na data base das demonstrações contábeis, o que de forma inerente adiciona componentes de risco de fraude. Observa-se ainda, que as transações de fornecimento de energia elétrica são processadas substancialmente por meio de rotinas e controles automatizados. Tendo em vista o risco de fraude sobre o processo de reconhecimento da receita e a elevada dependência sistêmica e os potenciais efeitos sobre o registro contábil da receita das contas a receber, o ambiente de tecnologia, incluindo o sistema de informação, assim como os controles sobre o acesso e gerenciamento de mudanças nos seus sistemas, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Resposta da auditoria ao assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a realização de testes por meio de amostragem e com o auxílio de nossos especialistas em tecnologia da informação, para avaliar o desenho, implementação e a efetividade operacional dos controles internos chave sobre mudanças, alterações e acessos apropriados aos sistemas de operações de fornecimento de energia elétrica. Analisamos ainda, também com o auxílio de nossos especialistas em tecnologia da informação, a interface e a integridade das informações entre os principais sistemas utilizados para o registro da receita de fornecimento de energia elétrica e a respectiva geração das informações financeiras.

Para as transações de fornecimento de energia elétrica da Companhia, analisamos a conciliação da receita com os saldos contábeis. Nossos procedimentos incluíram ainda a correlação entre as entradas de caixa e as receitas registradas pela Companhia durante o exercício com a finalidade de avaliar o reconhecimento da receita, além da análise da liquidação subsequente do saldo das contas a receber em aberto na data base da auditoria.

Realizamos procedimentos analíticos sobre a receita de ano, comparando os montantes reconhecidos com as informações de consumo de energia e a quantidade de unidades consumidoras da Companhia durante o exercício, bem como analisamos se o crescimento da receita, está de acordo com os reajustes tarifários aprovados pelo Órgão Regulador.

Realizamos testes para obtermos segurança razoável sobre o “corte” de receita da Companhia realizado no final do exercício, que reconhece nos registros contábeis, medições ainda não faturadas em função do período de leitura dos medidores dos consumidores da Companhia. Avaliamos também a adequada divulgação em notas explicativas em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Provisão estimada de créditos de liquidação duvidosa

Conforme nota explicativa nº 2.71, a controlada direta CEB Distribuição possui uma estimativa da provisão para créditos de liquidação duvidosa que envolve um elevado nível de julgamento por parte da Administração. A determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa envolve a avaliação de várias premissas e fatores internos e externos, incluindo nível de inadimplência, política de renegociação e parcelamentos e cenário econômico atual e prospectivo. Esse julgamento considera diversas premissas na determinação das provisões. As provisões para crédito de liquidação duvidosa são constituídas levando em consideração as normas regulamentares estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e são fundamentadas de acordo com política interna da Companhia.

Resposta da auditoria ao assunto

Os nossos procedimentos de auditoria incluíram a avaliação da estimativa definida pela Administração para constituição

RESOLUÇÃO DE DIRETORIA Nº 019, DE 20.03.2017

REFERÊNCIA: 34ª REUNIÃO EXTRAORDINÁRIA

RELATOR: Fernando Oliveira Fonseca, Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores

INTERESSADO: Companhia Energética de Brasília - CEB

ASSUNTO: Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis da Companhia Energética de Brasília – CEB, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016.

RESOLUÇÃO: A Diretoria, com tundamento no inciso III, art. 27 do Estatuto Social da CEB, e em consonância com o disposto na Resolução nº 1.184/2009, editada pelo Conselho Federal de Contabilidade – CFC em 28.08.2009, e na Instrução nº 480/2009, art. 25, inciso VI, e art. 29, ambos da Comissão de Valores Mobiliários – CVM, RESOLVE autorizar a emissão e divulgação do Relatório da Administração e Demonstrações Contábeis da Companhia Energética de Brasília – CEB, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, bem como submetê-los à apreciação do Conselho Fiscal e do Conselho de Administração, com vistas à posterior deliberação da Assembleia Geral Ordinária dos acionistas da Companhia, na forma prevista na Lei nº 6.404, de 15 de dezembro de 1976.

ARI JOAQUIM DA SILVA Diretor-Presidente	FERNANDO OLIVEIRA FONSECA Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores
LENER SILVA JAYME Diretor de Planejamento Estratégico	PAULO AFONSO TEIXEIRA MACHADO Diretor Técnico

de provisão para créditos de liquidação duvidosa, realização de recalculo matemático da referida provisão e desafios o julgamento da Administração decorrente a estimativa definida onde totalizamos todos os créditos, independente se vencidos ou a vencer, dos consumidores com faturas registradas como provisão para crédito de liquidação duvidosa (“efeito arrasto”). Avaliamos esse total como parte de nossa avaliação de risco de distorções significativas nas demonstrações contábeis. Assim como a revisão da adequada divulgação da nota explicativa nº2.7.1 às demonstrações contábeis em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Reconhecimento de Ativos e Passivos Regulatórios

Conforme nota explicativa nº 2.9, a controlada direta CEB Distribuição S.A., possui ativos e passivos setoriais nos montantes de R\$392.433 mil e R\$297.091 mil, respectivamente, em 31 de dezembro de 2016, decorrentes das diferenças temporárias entre os custos homologados que são incluídos na tarifa no início do período tarifário, e aqueles que são efetivamente incorridos ao longo do período de vigência da tarifa, os quais serão efetivamente liquidados por ocasião do próximo período tarifário. Os saldos a serem recebidos ou devolvidos via tarifa quando da revisão tarifária anual são determinados com base em um volume significativo de critérios definidos pelo Regulador, com alto grau de complexidade e que podem sofrer alterações. O assunto foi considerado significativo para a nossa auditoria, tendo em vista a complexidade de controle e, em alguns casos, na determinação do valor desses ativos e passivos, assim como quanto às incertezas inerentes à realização integral dos mesmos.

Resposta da auditoria ao assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, a análise dos cálculos da determinação e atualização dos ativos e passivos setoriais contabilizados pela Companhia, a discussão sobre as premissas utilizadas pela Administração para seu reconhecimento e mensuração, o confronto com informações externas do mercado e estabelecidas pelo Regulador, assim como a análise das variações ocorridas nas últimas revisões tarifárias anuais. Assim como a revisão da adequada divulgação da nota explicativa nº 2.9 às demonstrações contábeis em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Avaliação de Impairment (Imobilizado e Intangível)

A Companhia Conforme nota explicativa nº 2.5.3, a controlada direta CEB Distribuição S.A. possui a parcela dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão classificada como ativo financeiro da concessão, por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente. Os saldos compostos pelos direitos de uso dos bens vinculados ao contrato de serviço de concessão amortizáveis até o prazo final da concessão são reconhecidos como ativo intangível na Companhia. Em função desta orientação, existe o risco de que a bifurcação entre ativo financeiro e ativo intangível apresente distorções atribuídas a erros nas estimativas preparadas pela Companhia. Adicionalmente, observa-se que o ativo financeiro, que representa a indenização a ser paga pelo Poder Concedente ao final da concessão para o concessionário, por investimentos de bens não reversíveis e não amortizados, deve ser atualizado conforme orientações do Órgão Regulador. Devido a relevância, complexidade e julgamento envolvido que pode impactar o valor desses ativos nas demonstrações contábeis, consideramos esse assunto significativo para a nossa auditoria.

Resposta da auditoria ao assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram a avaliação do desenho, implementação e efetividade operacional dos controles internos chave relacionados à parcela dos investimentos realizados e o montante destes ativos que não serão amortizados até o final do prazo da concessão. Avaliamos se a parcela remanescente à determinação do ativo financeiro (valor residual) da Companhia está classificada como ativo intangível em virtude da sua recuperação estar condicional à utilização do serviço público, dentro do período da concessão estabelecido. Adicionalmente, avaliamos os critérios e metodologia de bifurcação do ativo da Companhia e analisamos os cálculos efetuados da atualização da base de remuneração associada aos ativos existentes em operação de acordo com o último ciclo tarifário da Companhia, em linha com o Manual de Procedimentos de Regulação Tarifária aprovado pela ANEEL, além de revisamos a conciliação da base de remuneração regulatória (BRR) homologada pela ANEEL com respectivos saldos contábeis. Assim como a revisão da adequada divulgação da nota explicativa nº2.5.3 às demonstrações contábeis em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Reconhecimento de Benefícios Pós Emprego

Conforme nota explicativa nº 25, a controlada direta CEB Distribuição S.A. possui benefícios pós-emprego no qual a obrigação é calculada com base na estimativa do valor do benefício futuro que os empregados receberão como retorno pelos serviços prestados. Em virtude da complexidade e subjetividade na estimativa decorrente da avaliação atuarial dos planos de saúde e benefício, conforme requerido pelo CPC 33 – Benefício pós–emprego, a Companhia possui risco quanto a adequada mensuração e contabilização dos ativos e passivos decorrente a benefícios pós-emprego, além do alto grau de julgamento associado ao processo de mensuração da obrigação atuarial da Companhia, que inclui a utilização de premissas altamente subjetivas e complexas tais como taxas de juros de longo prazo, taxas de rendimento dos ativos dos planos, índice de aumento salarial, rotatividade, mortalidade, taxas de desconto e inflação. Variações nestas premissas podem ter um impacto relevante sobre os montantes reconhecidos nas demonstrações contábeis.

Resposta da auditoria ao assunto

Nossos procedimentos de auditoria incluíram, entre outros, o envolvimento de especialistas da área atuarial para nos auxiliar na avaliação das premissas utilizadas no cálculo dos passivos atuariais dos planos de benefícios pós emprego, comparando as mesmas com dados de mercado comparáveis e parâmetros de referência desenvolvidos internamente a partir de cálculos independentes efetuados como parte de nossos procedimentos. Adicionalmente, nossos especialistas nos auxiliaram na avaliação da adequação das divulgações realizadas pela Companhia em relação ao assunto. Relativamente aos ativos do Plano, nossos procedimentos de auditoria incluíram testes de confirmação de existência e avaliação em conjunto com especialistas sobre a avaliação efetuada desses ativos. Assim como a revisão da adequada divulgação da nota explicativa nº 25 às demonstrações contábeis em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Covenants – Contrato de Concessão

Conforme nota explicativa nº 2.1.1, a controlada direta CEB Distribuição S.A. assinou em 09 de dezembro de 2015, novo contrato de Concessão que prevê cláusulas restritivas, a saber: i)cumprimento de limites anuais globais de Indicadores de Continuidade coletivos por 2 anos consecutivos ou no ano de 2020 e ii) condição de Sustentabilidade Econômica e Financeira, podendo acarretar a extinção da Concessão caso as cláusulas não sejam cumpridas.

Resposta da auditoria ao assunto

Os nossos procedimentos de auditoria incluíram a revisão dos indicadores de continuidade, bem como o confronto dos mesmos com o limite estabelecido no contrato de Concessão, revisão das condições econômica e financeira da Companhia, questionando as principais premissas da Administração para as taxas de crescimento de longo prazo nas previsões, por meio da comparação com previsões econômicas e setoriais. Revisamos a adequada divulgação realizada na Nota Explicativa nº 22 às demonstrações contábeis em conformidade com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

As demonstrações do valor adicionado (DVA) referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, elaboradas sob a responsabilidade da administração da Companhia, e apresentadas como informação suplementar para fins de IFRS, foram submetidas a procedimentos de auditoria executados em conjunto com a auditoria das demonstrações contábeis da Companhia. Para a formação de nossa opinião, avaliamos se essas demonstrações estão conciliadas com as demonstrações contábeis e registros contábeis, conforme aplicável, e se a sua forma e conteúdo estão de acordo com os critérios definidos no Pronunciamento Técnico CPC 09 - Demonstração do Valor Adicionado. Em nossa opinião, essas demonstrações dos valores adicionados foram adequadamente elaboradas, em todos os aspectos relevantes, segundo

DECISÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

555ª REUNIÃO ORDINÁRIA REALIZADA EM 27.03.2017

INTERESSADO: Companhia Energética de Brasília - CEB

ASSUNTO: Relatório da Administração e Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2016.

DECISÃO: O Conselho de Administração da Companhia Energética de Brasília - CEB, com amparo na Lei 6.404, de 15 de dezembro de 1976, e no Estatuto Social da Companhia, art. 20, inciso I, examinou o Relatório da Administração da Empresa e as Demonstrações Financeiras referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2016, acompanhados das notas explicativas e da proposta de destinação do resultado do exercício; e tomou conhecimento do relatório da BDO Auditores Independentes, emitido sem ressalvas. O Conselho de Administração manifestou-se, por maioria, que as peças estão em ordem e adequadas, em seus aspectos relevantes, à exceção dos Conselheiros Marcello Joaquim Pacheco e Rafael Guaragna Souza, que apresentaram voto conjunto e apartado, e do Conselheiro Ari Joaquim da Silva que não exerceu o direito de voto, e **DECIDIU** submetê-las à deliberação da Assembleia Geral Ordinária dos acionistas da Companhia.

FRANCISCO AURÉLIO SAMPAIO SANTIAGO EDUARDO LEVY CARDOSO MOREIRA JOSÉ JORGE DE VASCONCELOS LIMA RAFAEL GUARAGNA SOUZA SAVIO DE FÁRIA CARAM ZUQUIM	ARI JOAQUIM DA SILVA ENÉAS FERNANDES DE AGUIAR MARCELLO JOAQUIM PACHECO RICARDO BERNARDO DA SILVA
---	--

os critérios definidos nesse Pronunciamento Técnico e são consistentes em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Reapresentação dos saldos comparativos

Conforme mencionado na nota explicativa nº 3, em decorrência de erros de períodos anteriores as demonstrações contábeis individuais e consolidadas referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2015, apresentados para fins de comparação, foram ajustadas e estão sendo representadas como previsto no CPC 23 - Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro e CPC 26(R1) - Apresentação das Demonstrações financeiras. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

Outras informações que acompanham as demonstrações contábeis individuais e consolidadas e o relatório do auditor

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

Nossa opinião sobre as demonstrações contábeis, individuais e consolidadas, não abrange o Relatório da Administração e não expressamos qualquer forma de conclusão de auditoria sobre esse relatório.

Em conexão com a auditoria das demonstrações contábeis, individuais e consolidadas, nossa responsabilidade é a de ler o Relatório da Administração e, ao fazê-lo, considerar se esse relatório está, de forma relevante, inconsistente com as demonstrações contábeis ou com nosso conhecimento obtido na auditoria ou, de outra forma, aparenta estar distorcido de forma relevante. Se, com base no trabalho realizado, concluímos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações contábeis individuais e consolidadas

A Administração é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis, individuais e consolidadas, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB) e pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração de demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

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

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

Responsabilidades do auditor pela auditoria das demonstrações contábeis individuais e consolidadas

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

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

• Identificamos e avaliamos os riscos de distorção relevante nas demonstrações contábeis, individuais e consolidadas, independentemente se causada por fraude ou erro, planejamos e executamos procedimentos de auditoria em resposta a tais riscos, bem como obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente para fundamentar nossa opinião. O risco de não detecção de distorção relevante resultante de fraude é maior do que o proveniente de erro, já que a fraude pode envolver o ato de burlar os controles internos, conluio, falsificação, omissão ou representações falsas intencionais.
• Obtemos entendimento dos controles internos relevantes para a auditoria para planejamos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.
• Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.

• Concluímos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluímos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis, individuais e consolidadas, ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadéquadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se manter em continuidade operacional.

• Avaliamos a apresentação geral, a estrutura e o conteúdo das demonstrações contábeis, inclusive as divulgações e se as demonstrações contábeis, individuais e consolidadas, representam as correspondentes transações e os eventos de maneira compatível com o objetivo de apresentação adequada.

• Obtemos evidência de auditoria apropriada e suficiente referente às informações financeiras das entidades ou atividades de negócio do grupo para expressar uma opinião sobre as demonstrações contábeis consolidadas. Somos responsáveis pela direção, supervisão e desempenho da auditoria do grupo e, consequentemente, pela opinião de auditoria.

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

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

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

Brasília, 27 de março de 2017.



BDO RCS Auditores Independentes SS
CRC 2 SP 013846/O-1 – S – DF

Alfredo Ferreira Marques Filho
Contador CRC 1 SP 154954/O-3 – S – DF

PARECER DO CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal da Companhia Energética de Brasília - CEB, no âmbito das suas atribuições legais e estatutárias, conheceu o Relatório Anual da Administração referente ao exercício de 2016, e examinou o Balanço Patrimonial Individual e Consolidado da Companhia Energética de Brasília - CEB, levantados em 31 de dezembro de 2016, as respectivas Demonstrações de Resultados, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa. As peças foram apresentadas de forma comparativa aquelas encerradas no exercício findo em 31 de dezembro de 2015, todas elaboradas de acordo com a Lei das Sociedades Anônimas, instruções da CVM, normas reguladoras do Tribunal de Contas do Distrito Federal e Normas Internacionais de Relatório Financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB). O Colegiado tomou conhecimento do parecer da BDO Auditores Independentes, emitido sem ressalvas.

Com base nos documentos apresentados e no relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações financeiras, o Conselho Fiscal concluiu, por maioria, à exceção dos Conselheiros Luis Antonio Esteves Noel e Oldair Geraldo Gomes, que apresentaram votos apartados, que as peças estão em ordem e adequadas, em seus aspectos relevantes, sendo de opinião que se encontram em condições de serem submetidas à deliberação final da Assembleia Geral Ordinária da Companhia Energética de Brasília - CEB.

Em cumprimento ao disposto na Resolução nº 38/1990-TCDF, o Conselho Fiscal verificou não existirem nos registros contábeis da Companhia, irregularidades apuradas no exame realizado, encontrando-se normal a situação dos dirigentes responsáveis perante os cofres da empresa, até a presente data.

Brasília, 27 de março de 2017.

DELMIAR CARNEIRO DE AGUIAR

CARLOS EDUARDO DE FREITAS
LUIS ANTONIO ESTEVES NOEL

JOSÉ AFONSO ZERBINI
OLDAIR GERALDO GOMES