



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO E DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2016

COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA – CEB



Tony Winston/Agência Brasília

Sumário

I. MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO	3
II. CENÁRIO MACROECONÔMICO	3
III. PERFIL DA COMPANHIA	3
IV. NEGÓCIOS DA COMPANHIA	5
V. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO.....	16
VI. GESTÃO DE PESSOAS	20
VII. RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL.....	21
VIII. PERSPECTIVAS EMPRESARIAIS	23
IX. AUDITORES INDEPENDENTES	24

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 depuração 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, buscando 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.

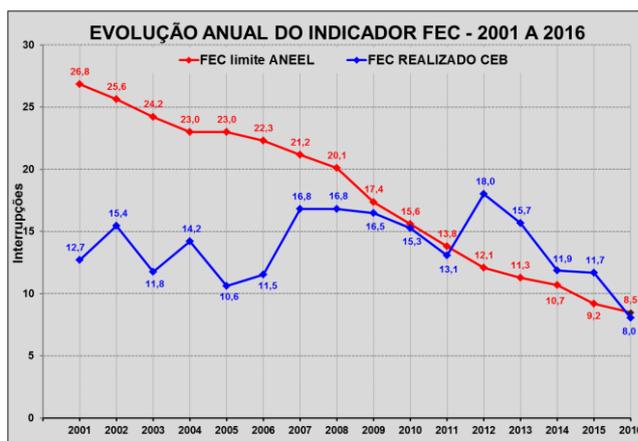
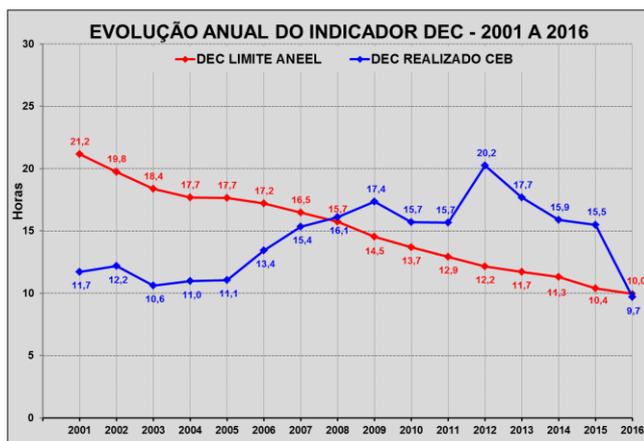
A consequência mais direta deste cenário macroeconômico para o negócio CEB Distribuição S.A. foi a redução no consumo de energia na sua área de concessão, ao diminuir de 6.084 GWh em 2015, para 6.046 GWh em 2016. Essa queda só não foi maior porque o número de unidades consumidoras aumentou 1,4% em 2016.

Em termos de oportunidades, a Distribuidora conseguiu registrar melhorias importantes, sobretudo na qualidade do serviço, no relacionamento com o seu consumidor e na 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 a unidade consumidora.

Tanto para o DEC como para o FEC, concluímos o ano de 2016 atendendo os limites estabelecidos pelo Regulador e com os melhores resultados obtidos desde que os indicadores em consideração foram criados em 2001. Trata-se de um fato inédito!

Os gráficos seguintes mostram a evolução destes indicadores nos últimos 16 anos:



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 lidam 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 teleatendimento 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. mas, 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.

Dentre as causas que produziram tal situação destacam-se 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 com 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 que, 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 pela 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 EBTIDA (LAJIDA) alcançado nos exercícios de 2014, 2015 e 2016:

R\$ (Mil)	2014 Reapresentado	2015 Reapresentado	2016	Δ (2016/2015) (R\$)
Receita Operacional Líquida	1.993.488	2.396.004	2.110.343	(316.860)
Custo/Despesa Operacional	1.997.709	2.106.025	1.920.051	(185.974)
EBITDA	(17.815)	289.979	190.292	(99.686)
Lucro Líquido/Prejuízo Consolidado	(150.080)	49.300	133.693	84.393
Investimentos	80.179	78.676	88.341	9.665
Patrimônio Líquido	348.382	781.603	846.476	64.873

Apesar do exercício de 2016 ter sido iniciado sob o signo da incerteza e de grandes transformações no setor de energia elétrica – Mercado Livre; Geração 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 *gap* existente; e, ainda, a redução do serviço da 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 AURÉLIO SAMPAIO SANTIAGO – Presidente do Conselho de Administração

II. CENÁRIO MACROECONÔMICO

Segundo o Instituto Brasileiro de Economia – IBRE, 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 recorrendo, cada vez mais, a medidas protecionistas que estão afetando 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 0,6% no mesmo período de 2015.

O déficit em conta corrente, por sua vez, segue diminuindo, em função da contração da atividade econômica. Já o déficit 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 dólar terminou o exercício de 2016 cotado a R\$ 3,25, abaixo dos R\$ 3,96 registrados em dezembro de 2015, e o país apresenta reservas internacionais da ordem de US\$ 370 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 promulgação do Proposta de Emenda à Constituição – PEC do teto de gastos públicos federais ocorrida em 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 projetados 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 Hidrelétrica 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.

Em atendimento à orientação da Bolsa de Valores do Estado de São Paulo (BM&FBOVESPA), por intermédio do Ofício nº 041/2007 – SEO, de 15 de março de 2007, a CEB, após decisão tomada na 45ª Assembleia Geral Ordinária, agrupou suas ações, a partir de 18 de junho de 2007. Dessa forma, foi adotada a cotação unitária, passando o seu capital social a ser representado por 9.183.458 ações escriturais, sem valor nominal, sendo 4.576.432 ações ordinárias, 1.313.002 ações preferenciais classe A e 3.294.024 ações preferenciais classe B.

Em 23 setembro de 2015, a 89ª Assembleia Geral Extraordinária – AGE homologou o aumento de capital da CEB em R\$ 223.969.190,00, mediante as subscrições particulares de 2.607.746 ações ordinárias e de 2.625.179 ações preferenciais Classe B.

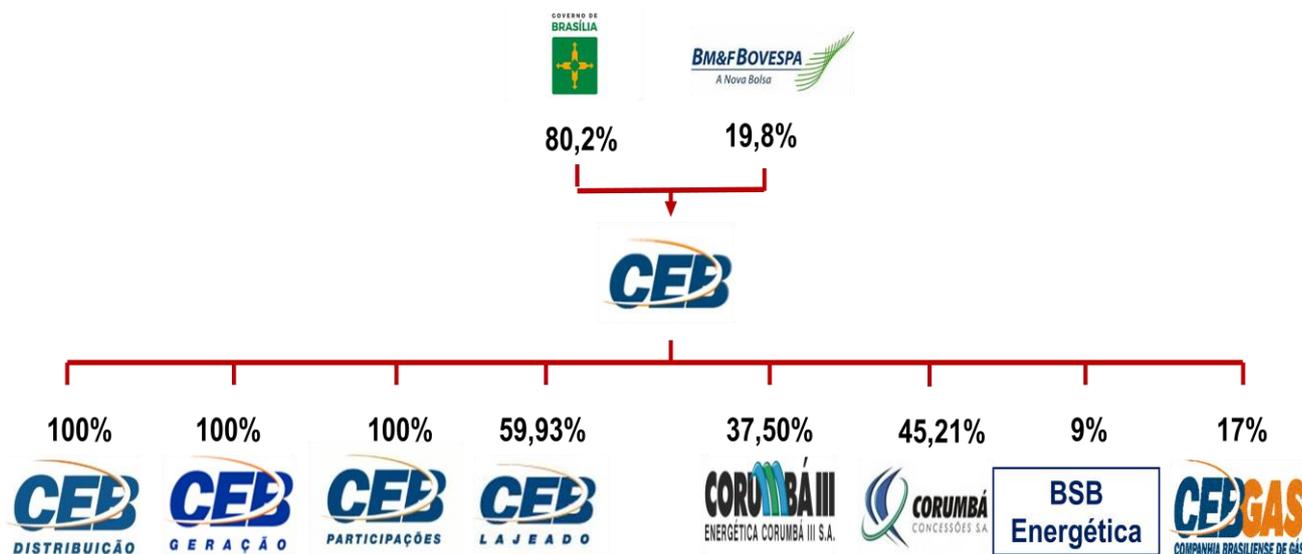
Atualmente, o capital social da CEB, no montante de R\$ 566.025.355,62 (quinhentos e sessenta e seis milhões, vinte e cinco mil, trezentos e cinquenta e cinco reais e sessenta e dois centavos), apresenta a seguinte composição:

Composição Acionária (Controlador)

Acionistas	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais		Ações Totais	
	Qtd	%	Qtd	%	Qtd	%
Governo do Distrito Federal	6.696.418	93,21	4.865.691	67,28	11.562.109	80,20
Outros Acionistas	487.769	6,79	2.366.505	32,72	2.854.274	19,80
Total	7.184.187	100,00	7.232.196	100,00	14.416.383	100,00

Referência: Composição Acionária em 31 de dezembro de 2016.

Organização Societária



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	105.064	99.931	(5.133)
EBITDA (LAJIDA)	289.979	190.292	(99.686)
Lucro Líquido/Prejuízo Consolidado	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 invólucro 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 reapresentado 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-lhe 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\$)
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	89.128	34.346	(54.782)
EBITDA (LAJIDA)	256.053	125.599	(130.454)
Lucro Líquido (Prejuízo)	36.446	50.270	13.824
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 (LAJIDA) 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 2014002032055-2; 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 (LAJIDA) 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 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 tramita no Governo Federal decreto visando regulamentar a desvinculação de bens de usinas termelétricas, 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 benefício, do 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 alteração da modalidade da Concessão de 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\$)
Receita Operacional Bruta	15.335	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 adquirem energia ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD, cujo valor médio no exercício foi R\$ 93,90 e cedem para o sistema, nos termos do Mecanismo de Realocação de Energia – 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 liminares 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 gerenciáveis, a CEB Geração S.A. continuou com controle austero sobre os custos operacionais, mantendo-os sob crescimentos inferiores à inflação e foram realizados ainda, investimentos em manutenção na Máquina 2 da Usina Paranoá e na nova estação hidrometeorológica à jusante 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.

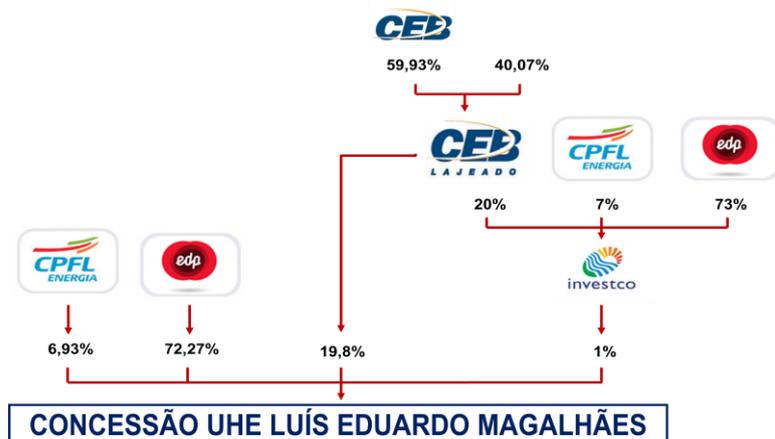
CEB Lajeado S.A.

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 referidas sociedades, 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\$)
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 contraídos 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 liquidada no mercado de curto prazo. É oportuno destacar que essa 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 déficit na geração de energia e, conseqüentemente, 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 retidas 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 e 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 o 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, à compradora, a incidência de encargos. No final do exercício, três faturas permaneciam em aberto, todas referentes ao ano de 2015. O valor total negociado foi de R\$ 16.202 mil (referência de novembro de 2016), parcelados em 24 meses, nas mesmas condições estabelecidas no contrato mencionado, com a primeira parcela vencendo em janeiro de 2017.

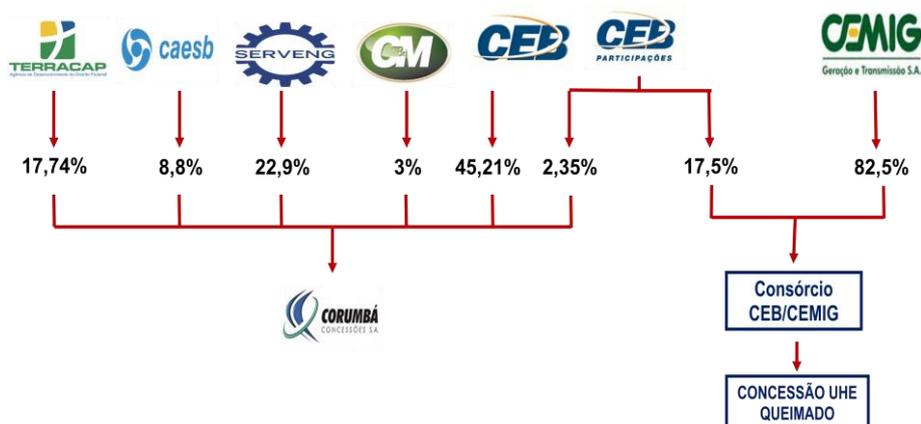
Por fim, verifica-se que houve reduções do EBITDA (LAJIDA) e do Lucro Líquido em 2016 quando comparado com o exercício anterior. Tais comportamentos estão relacionados com o aumento das despesas, em particular na rubrica Arrendamento. O acréscimo desta rubrica teve como causa principal os altos percentuais do índice IPCA mensal projetado que compõe a fórmula de cálculo do Arrendamento. Para o exercício de 2017, como a projeção do mencionado indicador de inflação é decrescente, haverá apurações 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, majoritária 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\$)
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	45.782	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..

Em busca da redução do impacto negativo advindo do risco hidrológico, a Empresa aderiu à proposta do Poder Concedente, que nos termos da Lei nº 13.203/2015 permitiu o repasse de parcela deste risco ao consumidor. De acordo com o Despacho nº 330, publicado em 10 de fevereiro de 2016, a ANEEL anuiu com a repactuação do risco hidrológico da CEB Participações S.A., referente ao empreendimento UHE Queimado, repassando 91% do risco para os consumidores, como estabelecido no Termo de Repactuação nº 101/2016., garantindo proteção para eventuais déficits financeiros futuros de geração.

Dessa forma, o pacto firmado 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; e crédito de R\$ 564 mil, em 2016, que viabilizaram o reequilíbrio 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 à 2015. Somada 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 Creditória de Direito de Mútuo com seu acionista único Companhia Energética de Brasília – CEB, no valor de R\$ 10.000 mil, utilizando recursos originados do Contrato de Mútuo 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 Mútuo 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 Brasiliense de Gás S.A.

A Companhia Brasiliense 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 possibilitados pelos avanços tecnológicos, em todo território do Distrito Federal.

A Companhia poderá ainda:

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

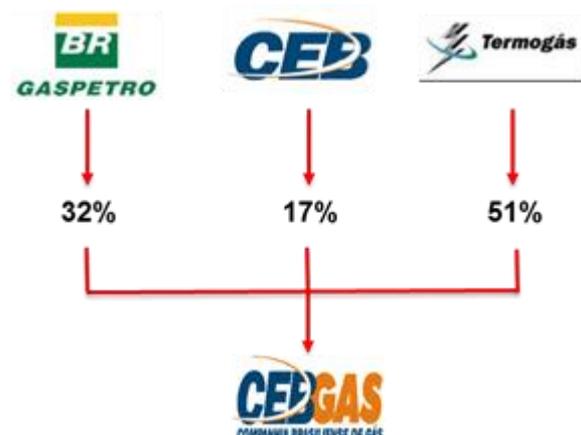
A concessão da exploração tem prazo de vigência até 9 de janeiro de 2030, podendo ser prorrogado por mais 30 anos.

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 Brasiliense de Gás S.A., com 51% das ações ordinárias e 17% do total das ações.

Organização Societária



Dados Econômico-Financeiros

(R\$ Mil)	2015	2016	Δ (R\$)
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, Petrobrás e a Gaspetro.

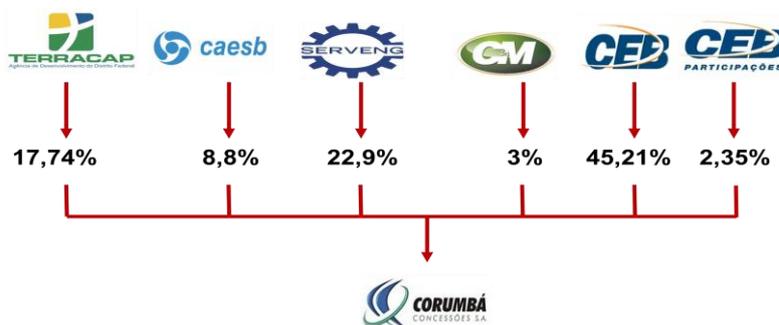
A alternativa para redução do prejuízo que vem sendo apurado no negócio anualmente (R\$ 464 mil em 2016), seria a estruturação de um projeto para conectar o gasoduto Bolívia-Brasil – Gasbol ao Distrito Federal, iniciativa que compete à União, por força do artigo 177 da Constituição da República.

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\$)
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)	4.765	43.393
Patrimônio Líquido	153.461	157.774	4.313

Fonte: Demonstrações Contábeis da Corumbá Concessões S.A.

Os problemas originados do processo construtivo da Usina Corumbá IV causaram demandas por ressarcimentos tratados em ambientes arbitral e judicial, que explicam o prejuízo apurado no exercício de 2015.

Em 2016 foi registrado lucro em pequena dimensão (R\$ 4.765 mil), revertendo a tendência de apurações de prejuízos ocorridos em 2014 e 2015.

Tal resultado positivo foi causado, primordialmente, pela absorção de prejuízos acumulados por meio de redução de capital social, evento esse aprovado na 2ª Assembleia Geral Extraordinária, de 29 de novembro de 2016. Cabe ressaltar que essa absorção de resultados negativos anteriores não alterou a estrutura patrimonial do empreendimento.

Por outro lado, a estrutura de endividamento que restou, principalmente, em decorrência da demanda arbitral, cujo desfecho ocorreu em 2014, produz resultados financeiros negativos que exigirão longo período para superação das obrigações relativas aos encargos de dívidas, situação que compromete a apuração de resultados satisfatórios nos próximos anos, bem como insuficiência de capital de giro.

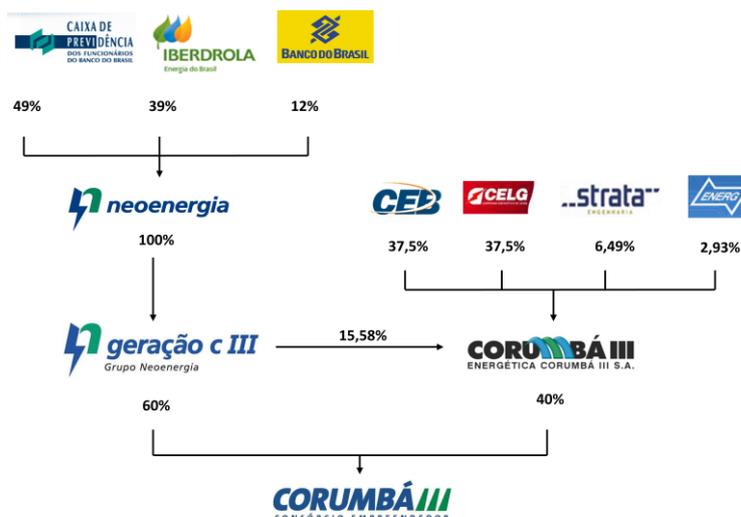
Por esta razão, os acionistas realizaram operações de mútuo para suprir as dificuldades de caixa da Empresa, restando à CEB e à CEB Participações S.A., as formalizações de empréstimos nos valores de R\$ 3.706 mil e R\$ 192 mil, respectivamente.

Empresa Controlada em Conjunto

Energética Corumbá III S.A.

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

Organização Societária



Dados Econômico-Financeiros

(R\$ Mil)	2015	2016	Δ (R\$)
Receita Operacional Bruta	38.282	41.739	3.456
Receita Operacional Líquida	36.523	39.826	3.302
Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos	6.875	14.206	7.331
EBITDA (LAJIDA)	17.411	25.541	8.130
Lucro Líquido (Prejuízo)	5.557	12.731	7.174
Patrimônio Líquido	155.649	167.323	11.674

Fonte: Demonstrações Contábeis da Energética Corumbá III S.A.

Ano a ano, os resultados da Energética Corumbá III S.A. têm sido positivos e crescentes, à medida em que se amortiza o montante do financiamento captado para a construção da Usina Corumbá III. De fato, verifica-se que o Lucro Líquido de 2016 foi muito superior àquele apurado em 2015, certamente com a contribuição dos efeitos da redução das despesas financeiras.

Fato relevante a ser destacado foi a formalização do Acordo Global concluído em 2016, envolvendo diversas empresas, incluindo aquelas acionistas da Energética Corumbá III S.A., e participantes dos Consórcios Empreendedor Corumbá III e Construtor Corumbá III.

O mencionado Acordo resultará nas eliminações de diversas demandas que estão sofrendo tratamento em ambiente arbitral e jurídico, remanescentes de reivindicações (*claims*) oriundas da época da construção da usina. Tais eliminações significam desistências e quitações de eventuais obrigações recíprocas, pendentes de julgamento, que agregarão valor ao negócio, uma vez deixarão de existir expectativas futuras de provisões no passivo da Energética Corumbá III S.A..

Outro aspecto positivo reside nas solicitações dos acionistas para que seja elevado o limite de distribuição de resultados, atualmente restrito ao percentual mínimo legal (25%), por exigência do BNDES quando da contratação do financiamento, tendo em vista que parte significativa deste compromisso foi honrado, de forma a permitir recebimentos de dividendos em montantes mais elevados.

Essa iniciativa possibilitou a destinação de resultados em um percentual adicional de 65% relativo ao exercício de 2015, recebidos em janeiro de 2017, perfazendo o total de 90%.

Empresa Ligada

BSB Energética S.A.

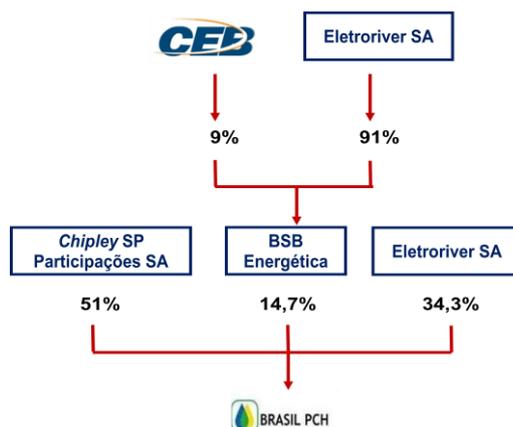
A BSB Energética S.A. é uma sociedade por ações, constituída em 24 de março de 2000, para explorar Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, com potência global máxima instalada de 200 MW e, estatutariamente, está autorizada a participar de outros empreendimentos ou sociedades, seja como acionista ou quotista.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

Em 2006, ao associar-se com outras empresas que possuíam concessões, projetos e licenças ambientais de empreendimentos de mesma natureza (PCHs), a BSB Energética S.A. passou a deter participação acionária na Brasil PCH S.A..

A Brasil PCH S.A. possui 13 Pequenas Centrais Hidrelétricas com capacidade total de 291 MW e a BSB Energética S.A. tem participação equivalente a 14,70% do capital.

A venda da energia gerada se dá por meio de contratos de compra e venda firmados por cada uma das empresas relacionadas com as PCHs para a Eletrobrás, por intermédio do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica – Proinfa.

Organização Societária



Dados Econômico-Financeiros

(R\$ Mil)	2015	2016	Δ (R\$)
Resultado Operacional Líquido Antes dos Tributos	11.537	1.969	(9.568)
Lucro Líquido (Prejuízo)	11.537	1.969	(9.568)
Patrimônio Líquido	12.851	9.124	(3.728)

Fonte: Demonstrações Contábeis da BSB Energética S.A.

O Lucro Líquido do exercício de 2016 (R\$ 1.969 mil) foi muito inferior ao apurado em 2015 (R\$ 11.537 mil). Esse desempenho pode ser justificado com os seguintes argumentos:

- 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 seguinte:

(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 repercute 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 reduções 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\$ 50.272 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\$ 152.141 mil 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 total apresentado 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%.

	CONSOLIDADO		Δ	
	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)	
Outas 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)
Varição 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 Reapresentado	2016	Δ Ano	
			(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	109.369	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 do ano de 2016.

(R\$ Mil)	2015	2016	Δ Ano	
			(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 Em Diante	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 Reapresentado	2016	Δ Ano	
			(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, legislatórios, 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 40 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 Aprendizizes	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 Degradadas – PRAD, na área do Parque Nacional de Brasília, referente a retirada de uma Torre de Telecomunicações implantada na 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 Agrônômica, 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 integra 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 descontaminação 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 efficientização do Edifício Sede da ANEEL. Este projeto será o primeiro projeto de efficientização 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 iniciado 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 em 14/12/2016, o seu Plano de Negócio para o período de 2017 a 2021. O objetivo precípua 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 5.577/2015;
- Alienação de imóveis inservíveis para as concessões; e
- Redução das despesas com Pessoal, Material, Serviços 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 EBTIDA (LAJIDA) Consolidado, excetuando os dois primeiros anos que estão sendo afetados por eventos não recorrentes (venda de participações e de terrenos), nos demais ficará positivo, estável e evoluindo para a média do setor;
- A Estrutura Patrimonial no horizonte de planejamento ficará compatível com o nível praticado pelo mercado;

-
- O Programa de Investimentos abrange 5 anos e eliminará os *gaps* existentes;
 - As Metas Regulatórias serão rigorosamente cumpridas; e
 - Será eliminado o “deficit fiscal” (receita menor que despesa) nos próximos exercícios, uma vez que o PMSO atingirá patamar inferior ao PMSO regulatório.

Dessa forma, a Companhia resolverá as causas dos seus problemas empresariais continuando a ênfase no relacionamento com o seu consumidor; melhorando a qualidade de serviço; fazendo os investimentos necessários; e reduzindo o serviço da dívida.

IX. AUDITORES INDEPENDENTES

A Companhia informa, nos termos da Instrução CVM nº 381, de 14 de janeiro de 2003, que utiliza os serviços de Auditoria Independente da BDO Auditores Independentes S/S; e que em 2016 não usou outros serviços desses auditores senão aqueles ligados diretamente à auditoria das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES
FINANCEIRAS
2016

Companhia Energética de Brasília - CEB
CNPJ 00.070.698/0001-11
Balanços Patrimoniais
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e 31 de dezembro de 2015
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Ativo	Nota	Controladora		Consolidado		Passivo	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015			31/12/2016	31/12/2015		
		Reapresentado		Reapresentado				Reapresentado		Reapresentado	
Circulante						Circulante					
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	4.248	10.083	86.041	78.043	Fornecedores	17	3.251	2.213	219.195	322.035
Contas a Receber	6	7.232	10.008	520.706	548.842	Obrigações tributárias	18	1.344	1.250	224.115	264.796
Depósitos e Bloqueios Judiciais	10	731		4.536		Contribuição de iluminação pública	19			127.532	135.107
Estoques		579	468	8.768	7.178	Encargos regulatórios	20			202.102	118.605
Tributos e Contribuições Compensáveis	7	1.366	2.428	72.720	23.015	Debêntures	21			53.145	16.568
Valores a Receber de Parcela "A" e Outros Itens Financeiros	8			392.433	586.161	Empréstimos e financiamentos	22			43.844	55.325
Demais Créditos	9	7.525	9.172	117.477	68.256	Obrigações societárias	23	10.691	18.692	20.231	30.871
Ativos não Circulante Mantido para Venda	13	2.094		3.663	275.969	Obrigações sociais e trabalhistas	24	97	153	46.325	38.730
						Valores a pagar de Parcela "A" e outros itens financeiros	8			285.271	342.530
						Benefícios pós emprego	25			30.252	69.465
						Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	26			3.905	9.168
						Demais obrigações	27	950	423	37.418	33.421
Total do Circulante		23.775	32.159	1.206.344	1.587.464	Total do Circulante		16.333	22.731	1.293.335	1.436.621
Não Circulante						Não Circulante					
Aplicações Financeiras	12			7.767	6.434	Fornecedores	17				25.960
Contas a Receber	6			21.874	19.636	Obrigações tributárias	18	97.270	97.269	178.745	282.840
Empréstimos e Financiamentos		4.493				Contribuição de iluminação pública	19			79.880	110.088
Depósitos e Bloqueios Judiciais		150	824	2.176	3.095	Debêntures	21			128.763	112.571
Tributos e Contribuições Compensáveis	7	37.677	8.028	46.234	22.011	Empréstimos e financiamentos	22			175.142	223.619
Ativo Financeiro Indenizável	11			129.189	95.372	Benefícios pós emprego	25			59.101	21.626
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	8				127.710	Encargos regulatórios	20			222.209	182.269
Demais Créditos	9	4.086	285	22.086	22.932	Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	26	10.827	8.356	68.512	69.399
Realizável a Longo Prazo		46.406	9.137	229.326	297.190	Obrigações vinculadas a concessão	28			76.863	117.546
						Valores a pagar de Parcela "A" e outros itens financeiros	8			11.820	
						Demais obrigações	27			16.046	11.829
						Total do Não Circulante		108.097	105.625	1.017.081	1.157.747
Investimentos	14	661.252	618.925	620.252	353.750	Patrimônio Líquido	29				
Imobilizado	15	13.313	15.491	118.014	109.153	Capital social		566.025	566.025	566.025	566.025
Intangível	16	46	62	982.956	1.028.414	Ajuste de avaliação patrimonial		165.702	206.815	165.702	206.815
Total do Não Circulante		721.017	643.615	1.950.548	1.788.507	Prejuízos acumulados		(111.365)	(225.422)	(111.365)	(225.422)
						Atribuível as acionista controlador		620.362	547.418	620.362	547.418
						Atribuível aos acionistas não controladores				226.114	234.185
						Total do Patrimônio Líquido		620.362	547.418	846.476	781.603
Total do Ativo		744.792	675.774	3.156.892	3.375.971	Total do Passivo		744.792	675.774	3.156.892	3.375.971

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



Companhia Energética de Brasília S/A
CNPJ 00.070.698/0001-11
Demonstrações do Resultado
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	31.1	35.809	25.485	2.114.554	2.396.004
Custo com Energia Elétrica	31.2			(1.493.570)	(1.634.432)
Custo de Operação	31.3			(316.173)	(319.498)
Custo do Serviço Prestado a Terceiros	31.3	(30.267)	(23.753)	(26.687)	(21.348)
Lucro Bruto		5.542	1.732	278.124	420.726
Receitas / (Despesas) Operacionais		75.125	21.142	(141.451)	(190.091)
Despesas com Vendas	31.3	(7.290)	(22.174)	(119.321)	(154.492)
Despesas Gerais e Administrativas	31.3	(9.563)	(9.758)	(194.845)	(154.356)
Resultado de Equivalência Patrimonial	14	95.370	53.851	30.438	(2.213)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	31.4	(3.392)	(777)	142.277	120.970
Outras Receitas Operacionais		65	126	235.648	215.962
Outras Despesas Operacionais		(3.457)	(903)	(93.371)	(94.992)
Lucro Operacional antes do Resultado Financeiro		80.667	22.874	136.673	230.635
Receitas (Despesas) Financeiras	31.5	5.706	2.654	(36.742)	(109.367)
Receitas Financeiras		5.872	2.743	146.073	134.780
Despesas Financeiras		(166)	(89)	(197.272)	(201.225)
Variação Cambial				14.457	(42.922)
Lucro Operacional antes dos Tributos		86.373	25.528	99.931	121.268
Imposto de Renda e Contribuição Social	18	28.234	(80)	33.762	(71.968)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Corrente		(1.872)	(80)	(75.621)	(19.433)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Diferido		30.106		109.383	(52.535)
Lucro do Exercício		114.607	25.448	133.693	49.300
Atribuído aos Acionistas Controladores				114.607	25.448
Atribuído aos Acionistas não Controladores				19.086	23.852
Lucro Básico e Diluído por Ação em Reais:	32				
Ações Ordinárias – Básicas e diluídas		7,9500	2,4232	7,9500	2,4232
Ações Preferenciais – Básicas e diluídas		7,9500	2,4232	7,9500	2,4232

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



Companhia Energética de Brasília S/A
CNPJ 00.070.698/0001-11
Demonstrações dos Resultados Abrangentes
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Lucro Líquido/(Prejuízo) do Exercício		114.607	25.448	133.693	49.300
			Reapresentado		Reapresentado
Outros Resultados Abrangentes		(43.043)	186.441	(43.043)	186.441
Itens que não serão Reclassificados Subsequentemente ao Resultado					
Ganho (Perda) Atuarial com Plano de Benefício Definido				(43.043)	186.441
Equivalência Patrimonial sobre Obrigação Atuarial sobre Benefícios Definido	25	(43.043)	186.441		
Itens que poderão ser reclassificados para o Resultado			49		60
Equivalência Patrimonial sobre Outros Resultados Abrangentes em Investidas		-	49	-	60
Resultado Abrangente Total		71.564	211.938	90.650	235.801
Atribuído aos Acionistas Controladores				71.564	211.948
Atribuído aos Acionistas Não Controladores				19.086	23.853

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



Companhia Energética de Brasília - CEB
CNPJ 00.070.698/0001-11
Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015
Em Milhares de Reais

Eventos	Atribuído aos acionistas controladores					Participação de Acionistas não Controladores	Total do Patrimônio Líquido
	Capital Social	Recursos destinados a aumento de capital	Ajuste de Avaliação Patrimonial /Outros Resultados Abrangentes	Prejuízos Acumulados	Participação do Acionista Controlador		
Saldo em 31 de dezembro de 2014	342.056	11.969	20.325	(251.027)	123.323	225.059	348.382
Operações com Acionistas:							
Aumento de Capital	223.969	(223.969)			-		-
Ganho na Diluição de Percentual			33		33		33
Dividendos pagos						(9.862)	(9.862)
Constituição de Provisão de Partes Beneficiárias					-	(4.876)	(4.876)
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital		212.000			212.000		212.000
Resultado Abrangentes Total:							-
Lucro do Exercício				64.666	64.666	23.853	88.519
Ajuste da Lei 12.973/14 - Coligadas							-
Outros Resultados Abrangentes:							-
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Coligadas			16	157	173	11	184
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Controladas - Benefícios Pós-Emprego			186.441		186.441		186.441
Saldo em 31 de dezembro de 2015 - Divulgado	566.025	-	206.815	(186.204)	586.636	234.185	820.821
Equivalência Patrimonial após ajuste em investida (Nota Explicativa nº 3)				(39.218)	(39.218)		(39.218)
Saldo em 31 de dezembro de 2015 - Reapresentado	566.025	-	206.815	(225.422)	547.418	234.185	781.603
Transação de Capital com Acionistas:							-
Constituição de Provisão de Partes Beneficiárias						(3.920)	(3.920)
Ganho na Diluição de Percentual			1.930		1.930		1.930
Dividendos pagos						(23.237)	(23.237)
Resultado Abrangentes Total:							-
Lucro do Exercício				114.607	114.607	19.086	133.693
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Controladas - Benefícios Pós-Emprego			(43.043)		(43.043)		(43.043)
Equiv. Patrim. sobre Ajuste de Exercícios Anterior - Coligadas				(550)	(550)		(550)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	566.025	-	165.702	(111.365)	620.362	226.114	846.476

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



Companhia Energética de Brasília - CEB
CNPJ 00.070.698/0001-11
Demonstrações dos Fluxos de Caixa - Método Direto
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais				
Recebimento de Consumidores	35.423	51.907	3.677.278	3.394.297
Ressarcimento de Custo de Energia - Recurso da CDE				39.844
Rendimento de Aplicações Financeiras	1.067	861	9.601	7.357
Juros de Mútuo Recebido	897	753		
Liberação de Garantia CCEE			7.583	8.179
Dividendos e Juros sobre Capital Próprio Recebidos	45.521	22.444	35.446	27.311
Outros Recebimentos	7.800	3.749	2.898	3.788
Recebimentos	90.708	79.714	3.732.806	3.480.776
Fornecedores - Materiais e Serviços	(28.171)	(28.880)	(203.794)	(182.475)
Fornecedores - Energia Elétrica e Gás			(1.578.842)	(1.760.496)
Contribuição de Iluminação Pública			(203.995)	(167.782)
Salários e Encargos Sociais	(12.249)	(10.501)	(308.319)	(245.304)
Pagamentos de Encargos da Dívida			(66.218)	(48.124)
Impostos e Contribuições	(351)	(698)	(937.873)	(707.002)
Encargos Setoriais			(312.978)	(329.825)
Outros Pagamentos	(954)	(803)	(22.302)	(63.744)
Pagamentos	(41.725)	(40.882)	(3.634.321)	(3.504.752)
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades Operacionais	48.983	38.832	98.485	(23.976)
Fluxos de Caixa das Atividades de Investimento				
Aquisição de Ativos Financeiros da Concessão, Intangíveis e Imobilizados	(15)		(39.617)	(19.212)
Aplicações Financeiras			(6.000)	(6.000)
Concessão de Empréstimos			(192)	
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	(43.167)	(36.002)		(2)
Alienação de bens		76		76
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades de Investimento	(43.182)	(35.926)	(45.809)	(25.138)
Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamento				
Empréstimos e Financiamentos Obtidos				20.000
Debêntures - Captação			71.327	130.000
Dividendos e Juros Sobre Capital Próprio Pagos	(8.000)		(37.217)	(13.619)
Amortização de Empréstimos e Financiamentos	(3.636)		(79.201)	(72.640)
Adiantamento para Aumento de Capital			413	
Custos de Transação				(2.590)
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades de Financiamento	(11.636)	-	(44.678)	61.151
Aumento (Redução) do Saldo Líquido de Caixa e Equivalente	(5.835)	2.906	7.998	12.037
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Exercício	10.083	7.177	78.043	66.006
Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Exercício	4.248	10.083	86.041	78.043

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras



Companhia Energética de Brasília - CEB
CNPJ 00.070.698/0001-11
Demonstrações do Valor Adicionado
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2016 e de 2015
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Receitas	33.137	6.771	3.650.247	3.973.487
Venda de Energia e Serviços Prestados	40.354	28.869	3.467.418	3.918.411
Receita de Construção de Ativos Próprios			53.889	82.781
Provisão/Rev. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(7.282)	(22.174)	(50.272)	(85.219)
Receita de Alienação de Ativo Imobilizado		76	(1.378)	(10.536)
Outras Receitas	65		180.590	68.050
Insumos Adquiridos de Terceiros	(32.917)	(24.568)	(1.880.791)	(2.020.906)
Custos com Serviço de Energia Elétrica			(1.660.445)	(1.818.753)
Custos de Construção			(53.889)	(82.781)
Serviços de Terceiros	(29.998)	(22.934)	(175.904)	(152.996)
Material	(221)	(811)	(3.584)	(7.045)
Provisões/Reversões	(2.438)	(855)	14.991	96.010
Outros	(260)	32	(1.960)	(55.341)
Valor Adicionado Bruto	220	(17.797)	1.769.456	1.952.581
Retenções	(167)	(89)	(53.618)	(54.467)
Depreciação e Amortização	(167)	(89)	(53.618)	(54.467)
Valor Adicionado Líquido Produzido	53	(17.886)	1.715.838	1.898.114
Valor Adicionado Recebido em Transferência	101.243	56.594	194.661	132.567
Receitas Financeiras	5.167	2.688	163.179	134.460
Resultado de Equivalência Patrimonial	95.371	53.851	30.438	(2.213)
Dividendos Recebidos	705	55	1.044	320
Valor Adicionado Total a Distribuir	101.296	38.708	1.910.499	2.030.681
Distribuição do Valor Adicionado	101.296	38.708	1.910.499	2.030.681
Empregados	11.227	10.710	231.065	184.176
Remuneração Direta	11.166	10.643	134.089	111.192
FGTS	27	44	12.923	10.916
Benefícios	34	23	70.193	49.955
Participação nos Lucros e Resultados			13.860	12.113
Impostos, Taxas e Contribuições	(24.831)	2.343	1.271.084	1.510.824
Federal	(25.647)	1.752	591.249	872.272
Estadual e Municipal	816	591	679.835	638.552
Remuneração de Capitais de Terceiros	293	207	274.661	286.380
Aluguéis	127	118	62.390	42.233
Despesas Financeiras	166	89	212.271	244.147
Remuneração de Capitais Próprios	114.607	25.448	133.689	49.301
Participação dos Acionistas Não Controladores			19.082	23.853
Lucros Líquidos Retidos	114.607	25.448	114.607	25.448

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

**EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2016 E
2015**

1. CONTEXTO OPERACIONAL E INFORMAÇÕES GERAIS

1.1. Objetivo Social

A Companhia Energética de Brasília – CEB (“Companhia” ou “CEB”) é uma sociedade de economia mista de capital aberto, autorizada pela Lei nº 4.545, de 10 de dezembro de 1964, com sede social na cidade de Brasília, Distrito Federal, endereço SIA – Área de Serviços Públicos – Lote C.

A Organização é registrada na Comissão de Valores Mobiliários – CVM como Companhia Aberta na categoria A (emissores autorizados a negociar quaisquer valores mobiliários) e tem suas ações negociadas na Bolsa de Valores de São Paulo (BM&FBOVESPA). Em 4 de julho de 1994, a Companhia iniciou a negociação de suas ações, ordinárias e preferenciais, na BM&FBOVESPA, sob os códigos de negociação CEBR3, CEBR5 e CEBR6.

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

A emissão dessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas do Grupo foi autorizada pelo Conselho de Administração em 27 de março de 2017.

1.2. Segmento de Geração

Acordo GSF – Repactuação do Risco Hidrológico – Impacto Sobre as Investidas

Desde 2014, os geradores hidrelétricos vêm sofrendo elevadas exposições financeiras no Mercado de Curto Prazo – MCP de energia elétrica, em função da crise hídrica no país. Diante da incapacidade financeira das empresas de geração hidrelétrica, frente a tais exposições negativas, grande parte das geradoras recorreu à via judicial, de forma a se protegerem dos efeitos financeiros do déficit hídrico, o que agravou a crise do setor.

Como alternativa, em 8 de dezembro de 2015, foi publicada a Lei nº 13.203, que estabeleceu os pilares para a repactuação do risco hidrológico pelos agentes de geração hidrelétrica, bem como a Resolução Normativa da ANEEL nº 684, em 11 de dezembro de 2015, que definiu os critérios e as demais condições para a repactuação.

Os termos do acordo de repactuação para os geradores hidrelétricos se baseiam na transferência do risco hidrológico aos consumidores, mediante o pagamento de um prêmio de risco. Como condição à repactuação, tornou-se necessária a desistência, por parte dos geradores, das ações judiciais que questionaram os efeitos financeiros do déficit de geração.

Assim, em janeiro de 2016, as empresas CEB Geração S.A., CEB Lajeado S.A. e CEB Participações S.A., decidiram pela adesão à proposta de repactuação do risco hidrológico, conforme deliberação dos seus respectivos Conselhos de Administração, considerando os seguintes produtos e margens de risco:

- CEB Geração S.A. – Produto SP 100 – margem de risco zero (0%);
- CEB Lajeado S.A. – Produto SP 92 – margem de risco de 8%; e
- CEB Participações S.A. – Produto SP 91 – margem de risco de 9%.

A repactuação trouxe a possibilidade de compensação do risco hidrológico contabilizado em 2015, por meio da postergação do pagamento do prêmio de risco em períodos que variam, segundo as condições e características dos contratos de venda de energia firmados por cada uma das empresas. Para a CEB Geração S.A., como o prazo para a compensação do risco de 2015 não foi suficiente para a recuperação do valor efetivamente liquidado durante o ano de 2015, houve extensão do prazo de vigência do Contrato de Concessão para 29 de abril de 2020.

Após as adesões da CEB Geração S.A., CEB Participações S.A. e CEB Lajeado S.A. à repactuação do risco hidrológico ocorrida em 2015, ocasião em que houve as desistências das ações judiciais que questionavam os efeitos financeiros do deficit de geração, alguns agentes não procederam da mesma forma. Essa opção manteve suas judicializações que os isentavam do rateio do pagamento de valores discutidos em outras liminares, situação que provocou nova exposição daqueles que tinham optado pela mencionada repactuação.

Em decorrência dessa nova exposição, com o objetivo de proteger as empresas geradoras controladas pela CEB contra os efeitos das decisões judiciais mantidas por aqueles que não aderiram à repactuação, foi impetrada uma ação judicial que resultou no deferimento “Do Pedido de Antecipação dos Efeitos da Tutela”, em 31 de março de 2016. Tal ação determinou que não fosse transferido para as autoras o ônus financeiro de quaisquer decisões judiciais de que não fizessem parte, independentemente da competência a que se refiram, relativas aos efeitos dos valores oriundos do deficit hídrico (Fator GSF) sobre geradores hidrelétricos.

1.3. Alienação de Ativos de Geração de Energia Elétrica e de Distribuição de Gás

Em 21 de dezembro de 2015, o Governador do Distrito Federal sancionou a Lei nº 5.577/2015, na qual a CEB fica autorizada a alienar suas participações acionárias em empresas de geração de energia elétrica e de distribuição de gás, vinculando a aplicação dessas receitas em investimentos, pagamentos de tributos e amortizações de empréstimos da controlada CEB Distribuição S.A..

Em 20 de dezembro de 2016, a Companhia informou aos seus acionistas e ao mercado em geral, que o Conselho de Administração da CEB aprovou na Reunião Ordinária de 14 de dezembro de 2016, o Plano de Negócio para o período de 2017 a 2021, conforme previsto na Lei nº 13.303/2016.

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

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

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

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

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

2.1. Declaração de Conformidade

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

- Os instrumentos financeiros não derivativos foram mensurados pelo valor justo por meio do resultado; e
- Os ativos financeiros disponíveis para venda foram mensurados pelo valor justo.

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

2.1.1. Demonstrações financeiras consolidadas

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

2.1.2. Demonstrações financeiras individuais

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

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

2.1.3. Estimativas e julgamentos contábeis críticos

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

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

2.1.3.1. Estimativa de perdas com créditos de liquidação duvidosa

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

Consumidores

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

O cálculo considerou todas as unidades consumidoras ligadas e desligadas, utilizando-se dos critérios estabelecidos na Nota Explicativa nº 2.7.1. Informações adicionais estão divulgadas na Nota Explicativa nº 6.3.

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

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

2.1.3.3. Provisões

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

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

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

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

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

2.1.3.4. Benefícios a empregados

2.1.3.4.1. Benefícios de curto prazo

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

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

2.1.3.4.2. Benefícios pós-emprego

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

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

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

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

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

2.1.3.5. Valor justo de instrumentos financeiros

Quando o valor justo de ativos e passivos financeiros apresentados no balanço patrimonial não puder

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

2.1.3.6. Depreciação de ativos tangíveis

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

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

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

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

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

2.1.3.7. Amortização de ativos intangíveis

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

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

2.2. Consolidação das Demonstrações Financeiras e Contabilização de Investimentos Societários

2.2.1. Participações societárias

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

Investidas	Atividade	31/12/2016	31/12/2015
Participações diretas			
Em Controladas			
CEB Distribuição S.A.	Distribuição	100,00%	100,00%
CEB Geração S.A.	Geração	100,00%	100,00%
CEB Participação S.A.	Comercialização	100,00%	100,00%
CEB Lajeado S.A.	Comercialização	59,93%	59,93%
Companhia Brasileira de Gás S.A.	Gás	17,00%	17,00%
Em Controlada em Conjunto			
Energética Corumbá III S.A.	Geração	37,50%	37,50%
Em Coligada			
Corumbá Concessões S.A.	Geração	47,57%	47,57%
Participações indiretas			
Em Coligada			
Investco S.A.	Geração	11,99%	11,99%
Outras Participações			
BSB Energética S.A.	Geração	9,00%	9,00%

2.2.1.1. Controladas

2.2.1.1.1. CEB Distribuição S.A.

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

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

(i) Informações sobre aspectos relacionados ao pressuposto da continuidade operacional da CEB D

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

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

A CEB Distribuição S.A. tem convivido com dois problemas estruturais: alto índice de endividamento, além de custos e despesas operacionais incompatíveis com as receitas correspondentes. Entretanto, para combater a grave crise financeira, a Administração, em 2015, concebeu um plano de trabalho que envolvia três fases: ajustes pontuais; ajustes estruturais; e reorganização societária do Grupo CEB.

A primeira fase, os ajustes pontuais, foi executada, o que promoveu de imediato, a redução de custos e despesas com pessoal, serviços de terceiros e outras rubricas, em montante bastante expressivo.

A segunda fase, dos ajustes estruturais está em curso e além de promover, com êxito, uma redução da estrutura organizacional, com a diminuição de diretorias e racionalização de atividades meio e finalísticas, já apresenta resultados positivos.

Vale mencionar que a Administração atuou proativamente para a redução dos elevados custos do Plano Assistencial, que consistiu no acompanhamento da Ação Direta de Inconstitucionalidade ajuizada, em 2014, pelo Chefe do Poder Executivo contra as Leis nº 3.010/2002 e 3.199/2003, conforme Nota Explicativa específica e Fato Relevante publicado em 29/02/2016.

A terceira fase, a reorganização societária do Grupo CEB, consiste na alienação de ativos de geração de energia elétrica e de distribuição de gás, já autorizada na forma da Lei nº 5.577/2015, conforme Fato Relevante publicado em 23 de dezembro de 2015. A injeção de recursos decorrente da monetização dos ativos de geração contribuirá substancialmente para a redução do endividamento a níveis compatíveis com as metas fixadas pela ANEEL no novo Contrato de Concessão.

As ações gerenciais mencionadas propiciaram a recuperação das condições necessárias para garantir a continuidade operacional da CEB Distribuição S.A., atendendo aos requisitos regulatórios de qualidade do serviço prestado e do atendimento dos seus clientes.

(ii) Revisão Tarifária Periódica – RTP 2016

Em 18 de outubro de 2016, a diretoria colegiada da ANEEL homologou o resultado da Audiência Pública nº49/2016 que tratou do 4º Ciclo de Revisão Tarifária Periódica da CEB D, cujo efeito médio a ser percebido pelos consumidores será de 3,42%, sendo 1,04% para os consumidores em alta tensão e 4,62% para os consumidores de baixa tensão. Foram ainda fixados os novos limites de indicadores de continuidade Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – DEC e Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora – FEC para o período de 2017 a 2021, bem como fixado o novo referencial regulatório para perdas de energia para os reajustes de 2017 a 2020.

Na determinação da nova Receita Requerida da Concessionária, são levados em consideração os custos referentes à Parcela A e à Parcela B, bem como custos referentes a Outras Receitas, Componentes Financeiros e Fator X. No processo tarifário em questão, foi incorporada a parcela remanescente do diferimento tarifário referente ao IRT 2014.

As informações do percentual homologado encontram-se na Resolução Homologatória nº 2.161, de 18 de outubro de 2016, já com o detalhamento dos cálculos está na Nota Técnica nº 340/2016-SGT/ANEEL, de 11 de outubro de 2016.

(iii) Conta de Desenvolvimento Energético – CDE

A Conta de Desenvolvimento Energético – CDE foi criada pela Lei nº 10.438, de 26 de abril de 2002, visando o desenvolvimento energético dos estados.

A CDE tem como finalidade promover a universalização do serviço de energia elétrica; garantir recursos para atendimento da subvenção econômica destinada à modicidade da tarifa dos consumidores Residencial Baixa Renda; prover recursos para os dispêndios da Conta de Consumo de Combustíveis – CCC; destinar recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculados à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; e promover a competitividade da energia produzida a partir de fontes eólica, pequenas centrais hidrelétricas, biomassa, gás natural e carvão mineral nacional, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados.

Com a publicação da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, e da Medida Provisória nº 605/2013, vigente no período de 23 de janeiro a 03 de junho de 2013, a CDE teve seu rol de destinações ampliado: prover recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica; e para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição.

Em caráter excepcional, visando atenuar os efeitos da conjuntura hidrológica desfavorável, e diante das medidas empreendidas pelo Governo Federal em prol da modicidade tarifária, foi publicado o Decreto nº 7.945/2013, que introduziu novas alterações nos instrumentos de repasse de recursos da CDE. Assim, a CDE passou a prover ainda: recursos para o risco hidrológico, exposição involuntária; Encargos de Serviços do Sistema - ESS por segurança energética; e o valor, integral ou parcial, do saldo positivo acumulado pela Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, de que trata a Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, relativo ao ESS e à energia comprada para revenda (CVAess e CVAenergia).

(iv) Plano Assistencial – FACEB – Inconstitucionalidade das Leis nº 3.010/2002 e nº 3.199/2003

Em 4 de dezembro de 2012, a Administração da Companhia encaminhou o Parecer nº 295/2012/JUR–CEB D à então Secretaria de Estado de Obras do Distrito Federal, solicitando pronunciamento da Procuradoria Geral do Distrito Federal – PGDF, “no sentido de avaliar a constitucionalidade da Lei Distrital nº 3.010/2002, alterada pela Lei Distrital nº 3.199/2003”, que dispõem sobre a extensão de benefícios do plano assistencial a ex-empregados da Companhia Energética de Brasília – CEB. Por sua vez, em 13 de novembro de 2014, a PGDF aprovou o Parecer nº 002/2013, que concluiu pela inconstitucionalidade das referidas leis distritais.

Em 11 de dezembro de 2014, foi proposta a Ação Direta de Inconstitucionalidade – ADI nº 2014002032055-2, em que o Conselho Especial do Tribunal de Justiça do Distrito Federal e Territórios, conforme o Acórdão nº 893.733, disponibilizado na Edição nº 181/2015 do Diário da Justiça, de 25 de setembro de 2015, julgou procedente a referida ADI. Foi declarada com eficácia erga omnes, a inconstitucionalidade formal e material das Leis nº 3.010/2002 e nº 3.199/2003, restringindo seus efeitos após o prazo de dezoito meses, a contar da publicação do acórdão.

Em cumprimento ao disposto no artigo 129, caput, do Regimento Interno do Tribunal, o acórdão foi republicado na Edição nº 37/2016 do Diário de Justiça, de 26 de fevereiro de 2016, não cabendo mais recurso da decisão.

Como consequência deste ato, a CEB Distribuição S.A. elaborou o laudo atuarial considerando somente os efeitos até os dezoito meses a contar da publicação do acórdão. Desta forma, o valor provisionado relativo ao plano assistencial foi de R\$ 28.564, o que gerou uma reversão da provisão constituída no montante de R\$ 249.226, sendo R\$ 158.514 revertidos contra a conta de ajuste de avaliação patrimonial no patrimônio líquido e R\$ 90.712 revertidos contra o resultado no exercício de 2015.

(v) Sobrecontratação de energia elétrica

A crise econômica que perdurou no exercício de 2016 e o aumento das tarifas causado pela elevação dos encargos setoriais e pela amortização do financiamento que reduziu as tarifas em 2012 ocasionou a queda do consumo de energia elétrica, produzindo um excedente na energia contratada superior ao limite regulatório de 5%.

Por outro lado, o aumento da migração de consumidores potencialmente livres e especiais para o Ambiente de Contratação Livre – ACL, bem como a evolução da implantação da Geração Distribuída nas unidades consumidoras na área de concessão da CEB D, também contribuíram para o incremento das sobras de energia.

Tais sobras de energia da CEB Distribuição S.A. em 2016 alcançou 16,27% em relação ao total de energia contratada que, 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%.

Registre-se que 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 pela ANEEL, cuja decisão ocorrerá em 2017.

2.2.1.1.2. CEB Geração S.A.

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

(i) UTE Brasília

A Usina Termelétrica de Brasília – UTE Brasília teve sua outorga prorrogada pela Portaria do Ministério de Minas Energia – MME nº 255 de 12 de julho de 1999, com termo final da concessão em 7 de julho 2015.

Em 29 de junho de 2012, a CEB Geração S.A. apresentou à ANEEL requerimento de prorrogação da concessão de geração de energia elétrica destinada a serviço público, definida como Usina Termelétrica, conforme Subcláusula Primeira e Segunda da Cláusula Segunda do Contrato de Concessão nº 65/1999-ANEEL. A Superintendência de Concessões e Autorizações de Geração da ANEEL, no dia 28 de agosto de 2012, negou o pedido de prorrogação, alegando não haver nos termos da legislação vigente, possibilidade de uma segunda prorrogação, solicitando arquivamento do pedido.

Em 19 de novembro de 2014, mediante o Despacho nº 4.511, a Diretoria da ANEEL autorizou o início do processo de caducidade da concessão da UTE Brasília, dado que a premissa básica para a condição de operação comercial encontrava-se há tempos comprometida, estando a operação comercial suspensa desde dezembro de 2012.

Em 3 de fevereiro de 2015, a CEB Geração S.A. recebeu o Termo de Intimação – TI nº 1001/2015-SFG/ANEEL, acerca da abertura da penalidade de caducidade da concessão para exploração da UTE Brasília, conforme Deliberação da Diretoria da ANEEL, nos termos do Despacho nº 4.511/2014.

Em 27 de fevereiro de 2015, no prazo regulamentar, a CEB Geração S.A. se manifestou sobre o objeto do TI nº 1001/2015 e, pelas motivações apresentadas, solicitou à ANEEL que fosse afastada a intenção de aplicação de penalidade, de modo que a concessão não fosse extinta por caducidade e sim por advento do término contratual.

Por meio do Despacho nº 1.176, de 22 de abril de 2015, a ANEEL decidiu encaminhar os autos do Processo nº 48500.003992/2008-88 ao Ministério de Minas e Energia – MME, com a recomendação de declarar a caducidade da concessão da UTE Brasília.

Diante disso, a CEB Geração S.A., no exercício de 2016, providenciou as medidas cabíveis relativas à destinação dos ativos remanescentes da concessão, ainda não concluídas, que, potencialmente, poderão gerar receitas não operacionais, quando das destinações das máquinas, assim como dos imóveis onde estão instaladas.

(ii) UHE PARANOÁ – UPA

A Usina Hidrelétrica do Paranoá – UHE Paranoá foi outorgada pelo Decreto nº 65.664, de 29 de outubro de 1969, e prorrogada pela Portaria MME nº 255 de 1999, com termo final da concessão em 29 de outubro de 2019.

No dia 24 de outubro de 2014, a CEB Geração S.A. apresentou à ANEEL requerimento de prorrogação da concessão de geração de energia elétrica destinada a serviço público, definida como Usina Hidroelétrica do Paranoá, nos termos da Lei nº 12.783/2013 e Despacho ANEEL nº 3.065/2012.

Em função da Nota Técnica nº 562/2014 – ANEEL, a CEB Geração S.A. manifestou-se contrária à prorrogação da concessão de geração de energia elétrica da UHE Paranoá, apesar de requerida em 24 de outubro de 2014, por considerar empresarialmente inviável a condição apresentada pela ANEEL. A Diretoria da Companhia Energética de Brasília – CEB, em 22 de maio de 2015, acatou o encaminhamento da não antecipação da prorrogação do prazo da concessão da UHE Paranoá e o Conselho de Administração referendou essa decisão, que foi encaminhada à apreciação da 88ª Assembleia Geral de Acionistas, que ratificou a decisão daqueles colegiados.

A ANEEL, por meio do Despacho nº 2.251/2015, determinou que a Superintendência de Concessão e Autorização de Geração – SCG tomasse as providências cabíveis junto ao Ministério de Minas e Energia para a inclusão da referida usina no rol das geradoras a serem oportunamente licitadas.

Em novembro de 2016, houve o enquadramento da Usina Hidrelétrica do Paranoá como Pequena Central Hidroelétrica – PCH. 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 benefício, do 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 alteração da modalidade da Concessão de 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.

2.2.1.1.3. CEB Participações S.A.

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

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

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

2.2.1.1.4. CEB Lajeado S.A.

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

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

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

2.2.1.1.5. Companhia Brasiliense de Gás S.A.

A Companhia Brasiliense 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 combustível canalizado, de produção própria ou de terceiros, podendo inclusive importar, para fins comerciais, industriais, residenciais, automotivos, de geração termelétrica ou quaisquer outras finalidades e usos possibilitados pelos avanços tecnológicos, em todo território do Distrito Federal. A Companhia poderá ainda:

- Efetuar a implantação e a operação das redes de distribuição de gás canalizado, podendo ainda adquirir e importar diretamente gás natural e executar os serviços de transporte;

- Exercer atividades correlatas à sua finalidade principal, especialmente execução de estudos, pesquisas e projetos relacionados com o setor de gás, inclusive, sob a forma de prestação de serviços de consultoria técnica a terceiros; e
- Constituir ou participar de outras sociedades, inclusive subsidiárias integrais, visando o êxito na realização de suas atividades.

A concessão da exploração tem prazo de vigência até 09 de janeiro de 2030, podendo ser prorrogado por mais 30 anos.

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

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

2.2.2. Controlada em conjunto

2.2.2.1. Energética Corumbá III S.A.

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

2.2.3. Coligadas

2.2.3.1. Corumbá Concessões S.A.

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

Ação de cobrança proposta pela Saneamento de Goiás S.A. – Saneago

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

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

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

Após recursos de ambas as partes no curso da ação de cobrança, em 12 de maio de 2015, foi proposta pela Saneago ação de liquidação provisória de sentença, na qual deverá ser apurado o valor real dos prejuízos materiais sofridos pela Empresa. A perícia de liquidação ainda não foi iniciada, e o valor original da causa foi atualizado para R\$ 41.969. A Administração da coligada considerou como provável a probabilidade de perda da ação, sendo esta reconhecida nas demonstrações intermediárias da Corumbá Concessões S.A., de 31 de março de 2016.

2.2.3.2. Investco S.A. (Participação Indireta)

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

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

2.2.4. Ligada

2.2.4.1. BSB Energética S.A.

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

2.2.5. Concessões

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

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

(a) A CEB Distribuição S.A. era detentora do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 66/1999, celebrado com a União Federal, por intermédio da ANEEL, em 26 de agosto de 1999, cujo vencimento ocorreu em 07 de julho de 2015. Em 09 de dezembro de 2015, foi celebrado o aditamento do contrato nº 66/1999, que tem como objeto a prorrogação do Contrato de Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica da CEB Distribuição S.A., até 7 de julho de 2045. O aditamento ocorreu com base no Despacho do Ministro de Estado de Minas e Energia, com fulcro na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013; no Decreto nº 7.805, de 14 de setembro de 2012; e no Decreto nº 8.461, de 2 de janeiro de 2015.

2.2.6. Participação de acionistas não-controladores

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

2.2.7. Transações eliminadas na consolidação

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

2.3. Conversão de moeda estrangeira

2.3.1. Moeda funcional e moeda de apresentação

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

2.3.2. Transações em moeda estrangeira

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

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

2.4. Caixa e Equivalentes de Caixa

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

2.5. Ativos Financeiros

2.5.1. Classificação

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

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

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

2.5.1.2. Ativos financeiros mantidos até o vencimento

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

2.5.1.3. Empréstimos e recebíveis

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

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

2.5.1.4. Ativos financeiros disponíveis para venda

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

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

2.5.2. Reconhecimento e mensuração

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

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

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

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

2.5.3.1. Ativos mensurados ao custo amortizado

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

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

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

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

2.6. Instrumentos Financeiros Derivativos

O Grupo não opera com instrumentos financeiros derivativos.

2.7. Contas a Receber

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

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

2.7.1. 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 as originaram. O critério utilizado pelo Grupo para constituir a provisão para créditos de liquidação duvidosa é considerado pela Administração como adequado para estimar as perdas com créditos decorrentes de fornecimento de energia e pode ser assim demonstrado:

Consumidores

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

2.8. Estoques

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

2.9. Reconhecimento dos Valores a Receber/Pagar de Parcela A e Outros Itens Financeiros

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

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

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

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

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

2.10. Ativo Não Circulante Mantido Para Venda

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

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

O grupo de ativos mantidos para a venda é mensurado pelo menor valor entre seu “valor contábil” e o “valor justo menos as despesas de venda”. Caso o valor contábil seja superior ao seu valor justo, uma

perda por *impairment* é reconhecida em contrapartida do resultado. Qualquer reversão ou ganho somente será registrado até o limite da perda reconhecida.

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

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

2.11. Contrato de Concessão (ativo intangível de concessão e ativo financeiro indenizável) – Atividade de Distribuição

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

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

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

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

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

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

Com a introdução da Medida Provisória nº 579, convertida na Lei nº 12.783/2013, ficaram definidos os critérios utilizados pelo Poder Concedente para apurar o valor de indenização a ser pago ao término do contrato de concessão. A indenização será determinada com base no valor novo de reposição depreciado, utilizando a Base de Remuneração Regulatória – BRR. Desta forma, o valor da indenização a ser recebido (fluxo de caixa) através deste ativo financeiro foi estabelecido com base nessas informações. Conforme estabelecido pelo pronunciamento técnico CPC 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, as variações na estimativa de fluxo de caixa são

registradas diretamente no resultado do exercício. Portanto, com o advento da Medida Provisória nº 579, confirmou-se que as variações no valor da indenização decorrentes da atualização monetária ou dos valores de reposição constituem-se em elemento do fluxo de caixa esperado e, conseqüentemente, devem ser registrados no resultado.

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

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

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

2.12. Propriedade Para Investimento

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

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

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

Quando a utilização da propriedade muda de tal forma que ela é reclassificada como imobilizado, seu valor contábil apurado na data da reclassificação se torna seu custo para a contabilização subsequente (Nota Explicativa nº 14.3).

2.13. Intangível

2.13.1. Ativos intangíveis vinculados à concessão – Atividade de distribuição

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

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

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

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

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

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

2.13.2. Direito de exploração da concessão

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

2.13.3. Outros ativos intangíveis

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

2.14. Ativo Imobilizado

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

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

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

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

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

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

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

2.15. Perda Por Redução ao Valor Recuperável de Ativos Não Financeiros (impairment)

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

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

2.16. Passivos Financeiros

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

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

O Grupo tem os seguintes passivos financeiros não derivativos: empréstimos e financiamentos (Nota Explicativa nº 22); fornecedores (Nota Explicativa nº 17); obrigações societárias (Nota Explicativa nº 23); e 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 despesa com imposto de renda e contribuição social compreende os impostos de renda correntes e diferidos. O imposto corrente e o imposto diferido são reconhecidos no resultado, a menos que estejam relacionados à combinação de negócios, ou itens diretamente reconhecidos no patrimônio líquido ou em outros resultados abrangentes.

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

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

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

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

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

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

2.20. Operações de Compra e Venda de Energia Elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE

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

2.21. Demais Ativos e Passivos

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

2.22. Capital Social

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

2.22.1. Ações ordinárias

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

2.22.2. Ações preferenciais

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

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

2.23. Reconhecimento de Receita

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

2.23.1. Receita de prestação de serviços

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

2.23.2. Receita de distribuição de energia elétrica

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

2.23.3. Receita de construção

A ICPC 01 (IFRIC 12) estabelece que a concessionária de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 (R1) (IAS 11) – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 (R1) (IAS 18) – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), como componentes separados do mesmo contrato de concessão.

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

2.23.4. Receita de juros

É reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia ou suas controladas e coligadas e o valor da receita possa ser mensurado com confiabilidade. A receita de juros é reconhecida com base no tempo e na taxa de juros efetiva sobre o

montante do principal em aberto. A taxa de juros efetiva é aquela que desconta os recebimentos de caixa futuros estimados durante a vida econômica do ativo financeiro, em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

2.24. Receitas e Despesas Financeiras

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

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

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

2.25. Informações por Segmento de Negócios

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

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

2.26. Novas Normas e Interpretações Ainda Não Adotadas

a) Novas normas, interpretações e alterações com aplicação efetiva desde 1º de janeiro de 2016

Não há novas normas ou interpretações com aplicação efetiva pela primeira vez para períodos que se iniciaram em ou após 1º de janeiro de 2016 que tenham impacto significativo nas demonstrações contábeis da Companhia. Adicionalmente, nenhuma das alterações de normas e interpretações vigentes desde 1º de janeiro de 2016 resultaram em impacto significativo nas demonstrações contábeis.

b) Novas normas, interpretações e alterações com aplicação efetiva após 31 de dezembro de 2016

Existem três novas normas que serão efetivas em 2018 e 2019 que poderão afetar diversos tipos de entidades e devem resultar em alterações bastante significativas nas suas demonstrações contábeis. Estas normas são o IFRS 9 Instrumentos Financeiros; o IFRS 15 Receitas de Contratos com Clientes; e

o IFRS 16 Arrendamento. Portanto, elas não foram adotadas de forma antecipada nestas demonstrações contábeis e, assim, poderão impactar de maneira significativa as demonstrações contábeis da Companhia no futuro.

(i) *IFRS 9 Instrumentos Financeiros*

O IFRS 9 estará vigente para exercícios findos a partir de 1º de janeiro de 2018. Esta nova norma contém três categorias principais para classificação e mensuração de ativos financeiros: (i) Custo Amortizado; (ii) Valor Justo registrado por meio de Outros Resultados Abrangentes; e (iii) Valor Justo registrado por meio do Resultado do Exercício (categoria residual). Uma das principais alterações está relacionada aos ativos financeiros classificados na categoria de “Valor Justo registrado por meio de Outros Resultados Abrangentes”, sendo também aplicável em determinados passivos financeiros que atendem determinados critérios de classificação. Assim, os instrumentos financeiros na categoria de “Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes” são registrados no balanço pelo seu valor justo (para refletir os fluxos de caixas esperados pela venda), sendo a parte relativa ao custo amortizado registrada no resultado do exercício (para refletir o recebimento dos fluxos de caixa contratuais), sendo a diferença registrada em Outros Resultado Abrangentes, devendo ser posteriormente reciclada para o resultado do exercício quando da venda/baixa do instrumento financeiro. A outra principal alteração está relacionada ao “impairment” de ativos financeiros, como por exemplo as provisões para créditos de liquidação duvidosa, em que o modelo de “perda esperada” substitui o modelo de “perda incorrida”. O novo modelo de “perda esperada” deve impactar materialmente todas as entidades que detenham instrumentos financeiros nas categorias de “Custo Amortizado” e “Valor Justo por meio de Outros Resultados Abrangentes”.

(ii) *IFRS 15 Receitas de contratos com clientes*

O IFRS 15 estará vigente para exercícios findos a partir de 1º de janeiro de 2018. Esta nova norma contém significativamente mais orientações e requerimentos em comparação às normas e interpretações existentes. Na nova norma, a receita deverá ser reconhecida levando-se em consideração os cinco critérios a seguir que precisam ser atendidos de forma cumulativa: (i) identificar o contrato; (ii) identificar as obrigações de “performance”; (iii) determinar o preço da transação; (iv) alocar o preço da transação para cada obrigação de “performance”; e (v) reconhecer a receita somente quando cada obrigação de “performance” for satisfeita. A adoção desta nova norma pode resultar no fato de que em muitas entidades o momento e a natureza do reconhecimento de receita deverão ser modificados.

(iii) *IFRS 16 Arrendamento*

O IFRS 16 estará vigente para exercícios findos a partir de 1º de janeiro de 2019. Esta nova norma substitui IAS 17 *Leases*, IFRIC 4 *Determining whether an Arrangement contains a Lease*, SIC-15 *Operating Leases – Incentives* e SIC-27 *Evaluating the Substance of Transactions Involving the Legal Form of a Lease*. Os requerimentos de contabilização para os arrendadores permanecem substancialmente os mesmos em comparação às normas atualmente vigentes. Entretanto, há alterações significativas para os arrendatários na medida em que o IFRS 16 determina um modelo único apenas

para os arrendatários ao eliminar a distinção entre arrendamento financeiro e operacional de forma a resultar em um balanço patrimonial refletindo um “direito de uso” dos ativos e um correspondente passivo financeiro. Assim, para muitas entidades o efeito de registrar todas as operações de leasing no balanço patrimonial poderá ser muito significativo.

(iv) *IAS 7 Demonstração de fluxos de caixa – Alterações à IAS 7 (Vigência a partir de 01/01/2017)*

Fornecer divulgações que permitam aos usuários das demonstrações financeiras avaliarem as mudanças nos passivos decorrentes de atividades de financiamento, incluindo tanto as mudanças provenientes de fluxos de caixa como mudanças que não afetam o caixa. Na adoção inicial da alteração, as entidades não são obrigadas a fornecer informações comparativas relativamente a períodos anteriores.

(v) *IAS 12 Tributos sobre o lucro - Alterações à IAS 12 (Vigência a partir de 01/01/2017)*

Esclarecer que uma entidade deve considerar se a legislação fiscal restringe as fontes de lucros tributáveis contra as quais ela poderá fazer deduções sobre a reversão dessa diferença temporária dedutível. Além disso, fornecem orientações sobre a forma como uma entidade deve determinar lucros tributáveis futuros e explicam as circunstâncias em que o lucro tributável pode incluir a recuperação de alguns ativos por valores maiores do que seu valor contábil. Os possíveis impactos decorrentes da adoção destas normas estão sendo avaliados e serão concluídos até a data de entrada em vigor, se aplicável. Outras normas emitidas não terão impacto na Companhia e em função disso, não estão destacadas acima.

Os efeitos do IFRS 15 Receitas de contratos com clientes e IFRS 9 Instrumentos Financeiros ainda estão sob análise da administração da Companhia, uma vez que os mesmos poderão gerar impactos significativos nas demonstrações contábeis no futuro.

3. REAPRESENTAÇÃO E RECLASSIFICAÇÕES NAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DE 31 DE DEZEMBRO DE 2015

Balanço Patrimonial

Ativo	Controladora			Consolidado		
	Divulgado em 31/12/2015	Ajustes	Reapresentação 31/12/2015	Divulgado em 31/12/2015	Ajustes	Reapresentação 31/12/2015
		Equivalência Patrimonial			Parcela "A" e Outros Itens Financeiros	
Circulante						
Caixa e Equivalentes de Caixa	10.083		10.083	78.043		78.043
Contas a Receber	10.008		10.008	548.842		548.842
Depósitos e Bloqueios Judiciais				-		-
Estoques	468		468	7.178		7.178
Tributos e Contribuições Compensáveis	2.428		2.428	23.015		23.015
Valores a Receber de Parcela "A" e Outros Itens Financeiros				554.918	31.243	586.161
Demais Créditos	9.172		9.172	68.256		68.256
Ativos não Circulante Mantido para Venda				275.969		275.969
Total do Circulante	32.159		32.159	1.556.221	31.243	1.587.464
Não Circulante						
Aplicações Financeiras				6.434		6.434

Ativo	Controladora			Consolidado		
	Divulgado em 31/12/2015	Ajustes	Reapresentação 31/12/2015	Divulgado em 31/12/2015	Ajustes	Reapresentação 31/12/2015
		Equivalência Patrimonial			Parcela "A" e Outros Itens Financeiros	
Contas a Receber				19.636		19.636
Empréstimos e Financiamentos						
Depósitos e Bloqueios Judiciais	824		824	3.095		3.095
Tributos e Contribuições Compensáveis	8.028		8.028	22.011		22.011
Ativo Financeiro Indenizável				27.651	67.721	95.372
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros				127.710		127.710
Demais Créditos	285		285	22.932		22.932
	9.137		9.137	229.469	67.721	297.190
Investimentos	658.143	(39.218)	618.925	353.750		353.750
Imobilizado	15.491		15.491	109.153		109.153
Intangível	62		62	1.096.135	(67.721)	1.028.414
Total do Não Circulante	682.833	(39.218)	643.615	1.788.507	(67.721)	1.788.507
Total do Ativo	714.992	(39.218)	675.774	3.344.728	31.243	3.375.971

Passivo	Controladora			Consolidado		
	Divulgado em 31/12/2015	Ajustes	Reapresentação 31/12/2015	Divulgado em 31/12/2015	Ajustes	Reapresentação 31/12/2015
		Equivalência Patrimonial			Parcela "A" e Outros Itens Financeiros	
Circulante						
Fornecedores	2.213		2.213	322.035		322.035
Obrigações Tributárias	1.250		1.250	264.796		264.796
Contribuição de Iluminação Pública				135.107		135.107
Encargos Regulatórios				118.605		118.605
Debêntures				16.568		16.568
Empréstimos e Financiamentos				55.325		55.325
Obrigações Societárias	18.692		18.692	30.871		30.871
Obrigações Sociais e Trabalhistas (i)	153		153	40.518	(1.788)	38.730
Valores a Pagar de Parcela "A" e Outros Itens Financeiros (i)				279.627	62.903	342.530
Benefícios Pós Emprego				69.465		69.465
Provisões Para Riscos Trabalhistas, Cíveis, Fiscais e Regulatórios				9.168		9.168
Demais Obrigações	423		423	33.421		33.421
Total do Circulante	22.731		22.731	1.375.506	61.115	1.436.621
Não Circulante						
Fornecedores				25.960		25.960
Obrigações Tributárias (ii)	97.269		97.269	273.494	9.346	282.840
Contribuição de Iluminação Pública				110.088		110.088
Debêntures				112.571		112.571
Empréstimos e Financiamentos				223.619		223.619
Benefícios Pós Emprego				21.626		21.626
Encargos Regulatórios				182.269		182.269
Provisões Para Riscos Trabalhistas, Cíveis, Fiscais e Regulatórios	8.356		8.356	69.399		69.399
Obrigações Vinculadas a Concessão				117.546		117.546
Demais Obrigações				11.829		11.829
Total do Não Circulante	105.625		105.625	1.148.401	9.346	1.157.747
Patrimônio Líquido						
Capital Social	566.025		566.025	566.025		566.025
Ajuste de Avaliação Patrimonial	206.815		206.815	206.815		206.815
Prejuízos Acumulados	(186.204)	(39.218)	(225.422)	(186.204)	(39.218)	(225.422)
Atribuível ao Acionista Controlador	586.636	(39.218)	547.418	586.636	(39.218)	547.418
Atribuível aos Acionistas Não Controladores				234.185		234.185
Total do Patrimônio Líquido	586.636	(39.218)	547.418	820.821	(39.218)	781.603
Total do Passivo	714.992	(39.218)	675.774	3.344.728	31.243	3.375.971

Demonstração das Mutações do Patrimônio Líquido

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2015 – Divulgado	586.636	820.821
Ajuste de Exercícios Anteriores		
Ajuste na Parcela "A" e Outros Itens Financeiros		(39.218)
Equivalência Patrimonial sobre:		
Alteração do Resultado em Investida – CEB Distribuição S.A.	(39.218)	
Saldo em 31 de dezembro de 2014 – Reapresentado	547.418	781.603

Demonstração do Resultado do Exercício

Resultado	Controladora			Consolidado		
	Divulgado em 31/12/2015	Correção de Classificação	Reapresentação 31/12/2015	Divulgado em 31/12/2015	Correção de Classificação	Reapresentação 31/12/2015
		Equivalência Patrimonial			Reprocessamento Energia de Curto Prazo - CCEE	
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA (b)	25.485		25.485	2.427.203	(31.199)	2.396.004
Custo com Energia Elétrica				(1.634.432)		(1.634.432)
Custo de Operação (c)				(317.476)	(2.022)	(319.498)
Custo do Serviço Prestado a Terceiros	(23.753)		(23.753)	(21.348)		(21.348)
Lucro Bruto	1.732		1.732	453.947	(33.221)	420.726
Receitas/(Despesas) Operacionais	60.360	(39.218)	21.142	(196.368)	6.277	(190.091)
Despesas com Vendas (c)	(22.174)		(22.174)	(157.932)	3.440	(154.492)
Despesas Gerais e Administrativas (c)	(9.758)		(9.758)	(150.709)	(3.647)	(154.356)
Resultado de Equivalência Patrimonial	93.069	(39.218)	53.851	(2.213)		(2.213)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais (d)	(777)		(777)	114.486	6.484	120.970
Outras Receitas Operacionais	126		126	209.478	6.484	215.962
Outras Despesas Operacionais	(903)		(903)	(94.992)		(94.992)
Lucro/(Prejuízo) Operacional antes do Resultado Financeiro	62.092	(39.218)	22.874	257.579	(26.944)	230.635
Receitas (Despesas) Financeiras	2.654		2.654	(109.367)		(109.367)
Receitas Financeiras	2.743		2.743	134.780		134.780
Despesas Financeiras	(89)		(89)	(201.225)		(201.225)
Variação Cambial				(42.922)		(42.922)
Lucro/ (Prejuízo) Operacional Antes dos Tributos	64.746	(39.218)	25.528	148.212	(26.944)	121.268
Imposto de Renda e Contribuição Social	(80)		(80)	(59.693)	(12.275)	(71.968)
Imposto de Renda e Contribuição Social – Corrente	(80)		(80)	(19.433)		(19.433)
Imposto de Renda e Contribuição Social – Diferido				(40.260)	(12.275)	(52.535)
Lucro Líquido / (Prejuízo) do Período	64.666	(39.218)	25.448	88.519	(39.219)	49.300
Atribuído aos Acionistas Controladores				64.666		25.448
Atribuído aos Acionistas Não Controladores				23.853		23.852

Demonstração do Valor Adicionado

Resultado	Controladora			Consolidado		
	Divulgado em 31/12/2015	Correção de Classificação	Reapresentação 31/12/2015	Divulgado em 31/12/2015	Correção de Classificação	Reapresentação 31/12/2015
		Equivalência Patrimonial			Reprocessamento Energia de Curto Prazo - CCEE	
Receitas	6.771		6.771	4.005.147	(31.660)	3.973.487
Venda de Energia e Serviços Prestados	28.869		28.869	3.950.071	(31.660)	3.918.411
Receita de Construção de Ativos Próprios				82.781		82.781
Provisão/Rev. Para Créditos de Liquidação Duvidosa	(22.174)		(22.174)	(85.219)		(85.219)
Receita de Alienação de Ativo Imobilizado	76		76	(10.536)		(10.536)
Outras Receitas				68.050		68.050
Insumos Adquiridos de Terceiros	(24.568)		(24.568)	(2.020.906)		(2.020.906)
Custos com Serviço de Energia Elétrica				(1.818.753)		(1.818.753)
Custos de Construção				(82.781)		(82.781)
Serviços de Terceiros	(22.934)		(22.934)	(152.996)		(152.996)
Material	(811)		(811)	(7.045)		(7.045)
Provisões/Reversões	(855)		(855)	96.010		96.010
Outros	32		32	(55.341)		(55.341)
Valor Adicionado Bruto	(17.797)		(17.797)	1.984.241	(31.660)	1.952.581
Retenções	(89)		(89)	(54.467)		(54.467)
Depreciação e Amortização	(89)		(89)	(54.467)		(54.467)
Valor Adicionado Líquido Produzido	(17.886)		(17.886)	1.929.774	(31.660)	1.898.114
Valor Adicionado Recebido em Transferência	95.812	(39.218)	56.594	132.567		132.567
Receitas Financeiras	2.688		2.688	134.460		134.460
Resultado de Equivalência Patrimonial	93.069	(39.218)	53.851	(2.213)		(2.213)
Dividendos Recebidos	55		55	320		320
Valor Adicionado Total a Distribuir	77.926	(39.218)	38.708	2.062.341	(31.660)	2.030.681
Distribuição do Valor Adicionado	77.926	(39.218)	38.708	2.062.341	(31.660)	2.030.681
Empregados	10.710		10.710	185.964	(1.788)	184.176
Remuneração Direta	10.643		10.643	111.192		111.192
FGTS	44		44	10.916		10.916
Benefícios	23		23	51.743	(1.788)	49.955
Participação nos Lucros e Resultados				12.113		12.113
Impostos, Taxas e Contribuições	2.343		2.343	1.501.478	9.346	1.510.824
Federal	1.752		1.752	862.926	9.346	872.272
Estadual e Municipal	591		591	638.552		638.552
Remuneração de Capitais de Terceiros	207		207	286.380		286.380
Aluguéis	118		118	42.233		42.233
Despesas Financeiras	89		89	244.147		244.147
Remuneração de Capitais Próprios	64.666	(39.218)	25.448	88.519	(39.218)	49.301
Participação dos Acionistas Não Controladores				23.853		23.853
Lucros Líquidos/(Prejuízos) Retidos	64.666	(39.218)	25.448	64.666	(39.218)	25.448

Os eventos que motivaram os ajustes estão descritos a seguir:

(i) Reclassificações

- a) **Ativo Financeiro 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 (R\$ 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 segregar 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 preceitua 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 (R\$ 31.243 e R\$ 62.903, respectivamente), nos impostos diferidos (R\$ 13.668) e na provisão da Participação nos Lucros e Resultados – PLR (R\$ 1.788).

- b) **Imposto de Renda e Contribuição Social diferidos sobre a Atualização 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 diretriz 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 convivido com dois problemas estruturais: endividamento oneroso e custos e despesas operacionais incompatíveis com as receitas correspondentes.

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 aporte 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 setorial emanada da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, garante às concessionárias riscos mínimos de sofrer perdas decorrentes de inadimplência de suas contrapartes ou de instituições financeiras depositárias de recursos financeiros. Do mesmo modo, a prudência nos investimentos financeiros minimiza os riscos de crédito, uma vez que realiza operações com instituições financeiras de baixo risco avaliadas por agência de *rating*. Reitera-se, finalmente, que a Distribuidora utiliza todas as ferramentas de cobrança permitidas pelo Órgão Regulador, tais como: corte por inadimplência; negativação 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 executivos da Companhia.

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

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

Consolidado	Valor	Até 6 meses	De 6 meses a 1 ano	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos	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	
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.

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

4.1.3.1. Análise de sensibilidade

A Companhia desenvolveu análise de sensibilidade para os instrumentos financeiros do Grupo que estão sujeitos às oscilações nas taxas CDI, TJLP, IGPM e UMBNDES. A Companhia estima que, em um cenário provável em 31 de dezembro de 2017, as taxas CDI e IGP-M atinjam 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%
UMBNDES	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%
		10,10%	12,65%	15,15%
	286.026	314.915	322.208	329.359
Efeito da Variação do CDI		(28.889)	(36.182)	(43.333)
Alta do CDI	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2015		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		14,97%	18,71%	22,45%
	124.293	142.900	147.548	152.197

Efeito da Variação do CDI		(18.607)	(23.255)	(27.904)
----------------------------------	--	----------	----------	----------

Alta da TJLP	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2016		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		7,5%	9,38%	11,25%
	65.739	70.669	71.905	73.135
Efeito da Variação da TJLP		(4.930)	(6.166)	(7.396)
Alta da TJLP	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2015		
		Provável	Provável – 25%	Provável – 50%
		7,50%	9,38%	11,25%
	99.293	106.740	108.602	110.463
Efeito da Variação da TJLP		(7.447)	(9.309)	(11.170)

Alta do IGP-M	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2016		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		4,86%	6,08%	7,29%
	839	880	931	992
Efeito da Variação do IGP-M		(41)	(92)	(153)
Alta do IGP-M	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2015		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		6,63%	8,29%	9,95%
	9.325	9.943	10.098	10.252
Efeito da Variação do IGP-M		(618)	(773)	(927)

Alta do UMBNDES	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2016		
		Provável	Possível – 25%	Remoto – 50%
		4,32%	5,40%	6,48%
	13.204	13.774	14.487	15.343
Efeito da Variação do UMBNDES		(570)	(1.283)	(2.139)
Alta do UMBNDES	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2015		
		Provável	Provável – 25%	Provável – 50%
		4,10%	5,12%	6,15%
	19.092	19.875	20.069	20.266
Efeito da Variação do UMBNDES		(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 contrata 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 uma análise 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 respeitará seus respectivos contratos. Assim, foi confeccionada a análise dos efeitos na compra 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
	72.942	80.009	100.011	120.012
Efeito da Variação do Dólar		(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
	150.328	166.372	207.964	249.557

Efeito da Variação do Dólar		(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, como aqueles decorrentes de exigências regulatórias e de padrões geralmente aceitos de comportamento empresarial. Riscos operacionais surgem em todas as operações do Grupo.

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

4.2. Gestão de Capital

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

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

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

Os índices de alavancagem financeira podem ser assim resumidos:

	31/12/2016	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	586.635
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 define valor justo como o valor/preço que seria recebido na venda de um ativo ou pago na transferência de um passivo em uma transação ordinária entre participantes de um mercado na data de sua mensuração. A norma esclarece que o valor justo deve ser fundamentado nas premissas que os participantes de um mercado utilizam quando atribuem um valor/preço a um ativo ou passivo e estabelece uma hierarquia que prioriza a informação utilizada para desenvolver essas premissas. A hierarquia do valor justo atribui maior peso às informações de mercado disponíveis (ou seja, dados observáveis) e menor peso às informações relacionadas a dados sem transparência (ou seja, dados inobserváveis). Adicionalmente, a norma requer que a empresa considere todos os aspectos de riscos de não desempenho (*non-performance risk*), incluindo o próprio crédito da Companhia e de suas controladas e coligadas ao mensurar o valor justo de um passivo.

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

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

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

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

O Grupo mensura, de acordo com o CPC 40 (R1)/IFRS 7, seus equivalentes de caixa e aplicações financeiras pelo seu valor justo. Os equivalentes de caixa e aplicações financeiras são classificados como Nível 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:

	Avaliação	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	Valor Justo	Nível 2	4.245	4.245	55.025	55.025

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

	Avaliação	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	Valor Justo	Nível 2	10.080	10.080	43.606	43.606
Empréstimos e Recebíveis						
Caixa e Bancos	Valor Justo	Nível 1	3	3	34.437	34.437
Contas a Receber	Custo Amortizado		10.008	10.008	568.478	568.478
Valores a Receber Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado				713.871	713.871
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						
Ativo Financeiro Indenizável	Valor Justo	Nível 3			95.372	95.372
Passivos Financeiros						
Outros Passivos Financeiros						
Fornecedores	Custo Amortizado		2.213	2.213	347.995	347.995
Debêntures	Custo Amortizado				129.139	129.139
Empréstimos e Financiamentos	Custo Amortizado				278.944	278.944
Obrigações Societárias	Custo Amortizado		18.692	18.692	30.871	30.871
Valores a Pagar Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado				342.530	342.530
Encargos Regulatórios	Custo Amortizado				300.874	300.874
Obrigações Especiais	Custo Amortizado				117.546	117.546

5. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Caixa e Bancos Conta Movimento	3	3	31.016	34.437
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata	4.245	10.080	55.025	43.606
Total	4.248	10.083	86.041	78.043

As aplicações financeiras classificadas no ativo circulante correspondem às operações contratadas em instituições financeiras nacionais. Todas as operações são de alta liquidez, com recompra diária garantida pela instituição financeira, a uma taxa previamente estabelecida pelas partes (remuneração de 95% a 100% do Certificado de Depósito Bancário – CDI).

6. CONTAS A RECEBER

6.1. Composição do Contas a Receber

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias			584.602	639.994
Títulos de Créditos a Receber			45.523	29.727
Serviços Prestados a Terceiros	56.975	52.469	66.608	58.379
Total a Receber Bruto	56.975	52.469	696.733	728.100
Estimativa de Perdas Com Créditos de Liquidação Duvidosa	(49.743)	(42.461)	(154.153)	(159.622)
Total a Receber Líquido	7.232	10.008	542.580	568.478
Circulante	7.232	10.008	520.706	548.842
Não Circulante			21.874	19.636

6.2. Valores a Receber por Idade de Vencimento

	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há Mais de 90 dias	Total 31/12/2016	Total 31/12/2015
Classes de Consumidor					
Residencial	73.855	77.609	24.503	175.967	168.768
Poder Público	13.732	15.564	45.432	74.728	88.884
Comércio, Serviços e Outros	62.396	31.325	19.082	112.803	116.168
Iluminação Pública	13.309	12.040	24.483	49.832	51.382
Serviço Público	12.502		30	12.532	22.553
Industrial	4.875	2.611	3.321	10.807	9.168
Rural	3.073	3.639	1.383	8.095	8.294
Subtotal Consumidores	183.742	142.788	118.234	444.764	465.217
Fornecimento Não Faturado	128.760			128.760	159.511
Energia Elétrica Curto Prazo – CCEE	19.242			19.242	13.255
Serviços Prestados a Terceiros (Incluso Serviços de IP)	268	2.857	60.390	63.515	52.254
Concessionárias e Permissionárias	11.380		33	11.413	14.011
Parcelamentos a Faturar CP e LP	27.667			27.667	11.588
Serviço Taxado	151	583	710	1.444	1.114
Outros	3.733	2.239	4.372	10.344	16.734
Arrecadação a Classificar	(10.416)			(10.416)	(5.584)
TOTAL	364.527	148.467	183.739	696.733	728.100
Estimativa de Perdas com Créditos Liquidação Duvidosa			(154.153)	(154.153)	(159.622)
Contas a Receber Líquido	364.527	148.467	29.586	542.580	568.478

6.3. Estimativa de Perdas Com Créditos de Liquidação Duvidosa

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

Segue um resumo das faixas de atrasos sujeitas às provisões:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Poder Público – Vencidos há mais de 360 dias	49.743	42.461	78.764	99.949
Iluminação Pública – Vencidos há mais de 360 dias			24.640	24.259
Residencial – Vencidos há mais de 90 dias			26.420	16.653
Comercial – Vencidos há mais de 180 dias			22.900	14.281
Serviço Público – Vencidos há mais de 360 dias			8	3.311
Industrial – Vencidos há mais de 360 dias			1.133	904
Rural – Vencidos há mais de 360 dias			288	265
Total	49.743	42.461	154.153	159.622

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

O § 1º do art. 3º da referida Lei reserva os terrenos, exclusivamente, para essa finalidade. Esses terrenos serão objeto de avaliação para que a operação seja finalizada. A Secretaria de Estado de Planejamento e Orçamento adotará as medidas administrativas necessárias às transferências dos imóveis para a CEB de que trata aquele diploma legal. Até o encerramento do exercício em 31 de dezembro de 2016, não houve alteração da situação relatada.

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

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2014	20.286	96.232
Adições	25.397	166.976
Baixa Para Perda – Lei 9.430/96		(16.023)
Reversões	(3.222)	(87.563)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	42.461	159.622
Adições	7.282	110.590
Baixa Para Perda – Lei 9.430/96		(52.649)
Reversões		(63.410)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	49.743	154.153

6.4. Créditos Com o Governo do Distrito Federal (Consolidado)

Em 25 de setembro de 2014, foi instituído o Grupo de Trabalho – GT, pelo Decreto nº 35.848, que objetivou a proposição de medidas suplementares necessárias à operacionalização normal da CEB D, dentre elas a liquidação dos débitos do GDF relativos ao consumo de energia elétrica.

Em 2015, a negociação da CEB com o GDF, objetivando a liquidação dos débitos, teve continuidade com a edição do Ato Conjunto nº 01/2015, de 6 de maio de 2015, que criou o Grupo de Trabalho para apurar os créditos e débitos recíprocos da Companhia e da CEB Distribuição S.A. com o Governo do Distrito Federal.

Em 2016, por deliberação do Tribunal de Contas do Distrito Federal, foi decidido no âmbito do Processo nº 34.860/2015, o pagamento das Despesas de Exercícios Anteriores – DEAs devidas pelo GDF à CEB e à CEB Distribuição S.A. seria efetuado em ordem cronológica da data de constituição do débito, em obediência ao art. 5º da Lei nº 8.666/1993. Em 24 de maio de 2016, foi proferida a Decisão nº 2.582/2016 pela Corte de Contas, decidindo que os pagamentos devidos à CEB não obedeceriam à ordem cronológica antes estabelecida.

Finalmente, como resultado do processo de retomada dos procedimentos de reconhecimento e pagamento das dívidas de exercícios anteriores relativas a obras de iluminação pública e consumo, a CEB-D recebeu o pagamento de R\$ 49.149 de dívida de consumo de energia elétrica dos anos de 2013, 2014 e 2015, de diversos órgãos do Governo do Distrito Federal. Ainda em dezembro de 2016, foi reconhecida a dívida de obras de iluminação pública, no valor de R\$ 15.635.

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

vencimento:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Saldos Vincendos	3.092	215	38.128	36.384
Vencidos até 90 dias	2.047	484	27.791	25.189
Vencidos de 91 a 360 dias	2.094	8.228	20.414	21.627
Vencidos há mais de 360 dias	49.743	43.542	101.085	113.817
Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa	(49.743)	(42.461)	(100.458)	(112.736)
Total	7.232	10.008	86.960	84.281

7. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES COMPENSÁVEIS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ (a)	29.017	7.113	29.081	14.066
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido – CSLL (a)	8.678	934	9.421	5.863
Imposto de Renda Retido na Fonte – IRRF		1.063	13	1.329
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços de Transportes Estaduais, Intermunicipais e de Comunicações – ICMS (b)			12.008	13.422
Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social – COFINS			278	5.162
Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS	417	410	1.986	3.003
Programa de Integração Social – PIS	387	387	450	1.507
Crédito de PIS/PASEP Sobre Decisão Judicial			65.173	
Contribuição Provisória Sobre Movimentação Financeira – CPMF	544	544	544	544
Outros	-	5	-	130
Total	39.043	10.456	118.954	45.026
Circulante	1.366	2.428	72.720	23.015
Não Circulante	37.677	8.028	46.234	22.011

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

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

7.1. Ativos Fiscais Diferidos Reconhecidos e Não Reconhecidos

7.1.1. Ativos fiscais diferidos reconhecidos

Em conformidade com a Instrução CVM nº 371, de 27 de junho de 2002, a Administração, fundamentada em estudo técnico de viabilidade, estima a realização do ativo fiscal diferido no valor de R\$ 30.106, conforme demonstrado abaixo:

CONTROLE DE PREJUÍZO FISCAL ACUMULADO A COMPENSAR					
	Controle de Valores			D/C	ATIVO FISCAL DIFERIDO = Saldo x (+/-)34%
	Débito	Crédito	Saldo		
Baixa Por Aproveitamento	2.390		87.919	C	29.892
CONTROLE DOS CUSTOS A FATURAR					
	Controle de Valores			D/C	ATIVO FISCAL DIFERIDO = Saldo x (+/-)34%
	Débito	Crédito	Saldo		
Custo a Faturar	2.291		2.463	D	(837)
CONTROLE DO NÃO FATURADO					
	Controle de Valores			D/C	ATIVO FISCAL DIFERIDO

	Débito	Crédito	Saldo		= Saldo x (+/-)34%
Não Faturado	-	2.876	3.091	C	1.051
TOTAL BASE DE CÁLCULO					88.548
TOTAL ATIVO FISCAL DIFERIDO APURADO					30.106

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

CONTROLE DO ATIVO FISCAL DIFERIDO	2017		2018	
	Base de Cálculo	Tributo	Base de Cálculo	Tributo
Saldo Inicial	88.548	30.106	9.088	3.090
(-) Saldo Utilizado	(79.460)	(27.016)	(9.088)	(3.090)
Saldo Final	8.460	3.090	-	-

O estudo técnico de viabilidade, elaborado pela Companhia foi objeto de apreciação pelo Conselho Fiscal e aprovado Conselho de Administração em 16 de março de 2017 e 17 de março de 2017, respectivamente.

7.1.2. Ativos fiscais diferidos não reconhecidos

Segue o demonstrativo dos ativos fiscais diferidos não registrados:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Diferenças Temporárias	20.593	17.194	83.118	99.596
Prejuízo Fiscal e Base Negativa		30.665	117.863	128.059
Total	20.593	47.859	200.981	227.655

A companhia não reconheceu ativo fiscal diferido sobre Provisões para Contingências ou Perdas Estimadas Sobre Crédito de Liquidação Duvidosa, por entender que tais diferenças temporárias gerem dúvidas quanto a sua realização nos prazos previstos na referida Instrução.

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

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2015 (Reapresentado)	Constituição	Amortização	Atualização	Saldo em 31/12/2016	Circulante	Não Circulante
CVA Ativa	542.376	119.769	(469.583)	36.339	228.901	228.901	
Aquisição de Energia – (CVAenerg) (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	

Ativos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2015 (Reapresentado)	Constituição	Amortização	Atualização	Saldo em 31/12/2016	Circulante	Não Circulante
Outros (b)	23.562	42.487	(59.342)	1.139	7.845	7.845	
Total Ativos Financeiros Setoriais	713.871	383.877	(768.477)	63.162	392.433	392.433	

Passivos Financeiros Setoriais	Saldo em 31/12/2015 (Reapresentado)	Constituição	Amortização	Atualização	Saldo em 31/12/2016	Circulante	Não 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)	
Proinfa (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 UD/ER		(11.362)		(458)	(11.820)		(11.820)
Reversão Financeiro Postergação		(26.181)	5.054	(160)	(21.287)	(21.287)	
Outros (b)	(161.482)	(6.557)	116.033	(15.632)	(67.638)	(67.638)	
Total Passivos Financeiros Setoriais	(342.530)	(213.614)	298.131	(39.078)	(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-gerenciáveis 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 do 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 no 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, Proinfa, 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
(-) 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:

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

12. APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015
Principal – Banco <i>Credit Suisse</i> (a)	6.000	6.000
Rentabilidade – Banco <i>Credit Suisse</i> (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	31/12/2015
Terreno	Setor Noroeste – Plano Piloto	CEB D	284.160 m ²		274.400
Terreno	Setor Industrial – Taguatinga	CEB D	10.500 m ²	896	896
Terreno	Planaltina, Brazlândia e Sobradinho – Distrito Federal	CEB	Diversos	2.094	
Prédio	Edificações no Setor Industrial – Taguatinga	CEB D	1.040 m ²	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 Setor 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 Reapresentado	31/12/2016	31/12/2015 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						Valor Contábil	
	Capital Social Integralizado	Patrimônio Líquido	Participação no Capital Social (%)	Participação nas Ações Ordinárias (%)	Número de Ações Detidas Pela CEB	31/12/2016	31/12/2015	
						Reapresentado		
CEB Distribuição S.A.	580.532	359.180	100,00	100,00	350.532.450	359.181	308.875	
CEB Lajeado S.A.	145.656	333.377	59,93	59,93	82.013.911	108.076	118.354	
Corumbá Concessões S.A.	235.259	157.773	45,20	9,30	256.009.911	71.331	70.697	
Energética Corumbá III S.A.	119.373	170.692	37,50	25,00	45.594.783	64.010	58.429	
CEB Participações S.A.	41.271	39.457	100,00	100,00	41.270.415	39.457	43.813	
CEB Geração S.A.	7.575	14.035	100,00	100,00	7.575.212	14.035	13.604	
Companhia Brasileira de Gás S.A.	4.921	979	17,00	51,00	30.600	166	160	
Total						656.256	613.932	

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

Investidas	Consolidado						Valor Contábil	
	Capital Social Integralizado	Patrimônio Líquido	Participação no Capital Social (%)	Participação nas Ações Ordinárias (%)	Número de Ações Detidas Pela CEB e Controladas	31/12/2016	31/12/2015	
Corumbá Concessões S.A.	235.259	157.773	47,55	9,30	269.294.911	75.044	74.366	
Investco S.A.	891.343	1.008.289	20,00	20,00	133.563.595	201.658	215.817	
Energética Corumbá III S.A.	119.373	170.692	37,50	25,00	45.594.783	64.010	58.429	
Total						340.712	348.612	

14.2.1. Informações financeiras resumidas

Investidas	31/12/2016			31/12/2015 Reapresentado		
	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.	717.193	559.420	170.328	732.330	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.	40.664	1.207	16.407	45.802	954	13.726
CEB Geração S.A.	17.930	3.895	15.101	17.311	2.361	17.713
Companhia Brasileira de Gás S.A.	1.252	273	3.679	1.217	276	3.629

14.2.2. Resultado dos investimentos avaliados por equivalência patrimonial

Investidas	Controladora			
	Lucro Líquido / (Prejuízo) do Período	Resultado de Equivalência Patrimonial	Lucro Líquido / (Prejuízo) do Período	Resultado de Equivalência Patrimonial
	31/12/2016	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado	31/12/2015 Reapresentado
CEB Distribuição S.A.	50.271	50.271	36.446	36.446
CEB Lajeado S.A.	35.283	19.731	43.888	24.544
Energética Corumbá III S.A.	12.918	4.783	5.773	2.164
CEB Geração S.A.	8.324	8.324	7.458	7.459
Corumbá Concessões S.A.	4.764	2.154	(38.628)	(17.465)
CEB Participações S.A.	10.187	10.187	779	779
Companhia Brasileira de Gás S.A.	(464)	(79)	(443)	(76)
Total	121.283	95.371	55.273	53.851

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

14.2.3. Movimentação dos investimentos avaliados por equivalência patrimonial

Investidas	Controladora							Total
	CEB Distribuição S.A.	CEB Lajeado S.A.	Corumbá Concessões S.A.	Energética Corumbá III S.A.	CEB Participações S.A.	CEB Geração S.A.	Companhia Brasileira de Gás S.A.	
Saldo em 31 de dezembro de 2014	49.988	106.309	88.162	56.773	43.321	12.282	236	357.071
Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio		(12.515)		(541)	(444)	(6.137)		(19.637)
Resultado de Equivalência Patrimonial	36.446	24.544	(17.465)	2.164	779	7.459	(76)	53.851
Adiantamento Para Futuro Aumento de Capital – AFAC	36.000							36.000
Equivalência Patrimonial Reflexa – PL de Controladas e Coligadas	186.441	16			157			186.614
Ganho na Variação de Percentual				33				33
Saldo em 31 de dezembro de 2015 (Reapresentado)	308.875	118.354	70.697	58.429	43.813	13.604	160	653.150
Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio		(30.006)	(205)		(6.444)	(7.893)		(44.548)
Resultado de Equivalência Patrimonial	50.271	19.731	2.154	4.783	10.187	8.324	(79)	95.371
Aporte/Adiantamento Para Futuro Aumento de Capital – AFAC	43.079						85	43.164
Equivalência Patrimonial Reflexa – PL de Controladas e Coligadas	(43.044)	(3)	(1.315)	736	2.398			(41.228)
Ganho na Variação de Percentual				62				62
Perda na Variação de Percentual					(497)			(497)
Redução de Capital					(10.000)			(10.000)
Ajuste de Exercícios Anteriores	(39.218)							(37.399)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	359.181	108.076	71.331	64.010	39.457	14.035	166	656.256

Investidas	Consolidado			Total
	Investco S.A.	Corumbá Concessões S.A.	Energética Corumbá III S.A.	
Saldo em 31 de dezembro de 2014	228.118	92.578	56.773	377.469
Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio	(26.319)		(541)	(26.860)
Resultado de Equivalência Patrimonial	13.992	(18.369)	2.164	(2.213)
Efeitos da Lei 12.973/2014			157	157
Ganho na Variação de Percentual	26		33	59
Saldo em 31 de dezembro de 2015	215.817	74.366	58.429	348.612
Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio	(37.542)	(215)		(37.757)
Resultado de Equivalência Patrimonial	23.389	2.266	4.783	30.438
Equivalência Patrimonial Reflexa – PL de Controladas e Coligadas	(6)	(1.373)	736	(643)
Ganho na Variação de Percentual			62	62
Saldo em 31 de dezembro de 2016	201.658	75.044	64.010	340.712

14.3. Propriedade Para Investimento

Em 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2013, a controlada CEB D transferiu os bens que estavam registrados na rubrica de ativo não circulante mantidos para venda, para a rubrica de propriedade para investimento. No primeiro evento, foi contemplado o imóvel localizado no Setor Noroeste SAI Norte PR I55/1/DF e, no segundo, os demais bens, em atendimento ao Pronunciamento Técnico CPC 31, item 8, que determina que em caso de não realização da venda do ativo no prazo de 1 ano, este deve ser reclassificado para o imobilizado ou para o investimento, dependendo da intenção do destino a ser dado ao ativo pela Administração.

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

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

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

Imóveis	Localidade	Tamanho	Consolidado			Data da Avaliação
			Valor Contábil		Valor Justo	
			31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	
Terreno	Setor Noroeste – Plano Piloto	284.160 m²	274.400		274.400	mai/15
Terreno	Setor Residencial de Indústria e Abastecimento (SRIA) QE 20 Lote M – Guará	1.200 m²	20	20	2.087	mai/15
Terreno	Setor de Habitações Individuais Sul, Quadra Interna 13, Lote “G” – Lago Sul	1.600 m²	125	125	3.137	mai/15
Total			274.545	145	279.624	

14.4. Participação dos Acionistas Não Controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da Companhia é de R\$ 226.114 (R\$ 234.185 – 2015), dos quais, R\$ 225.300 são atribuíveis aos acionistas não controladores da CEB Lajeado S.A. e R\$ 813 são atribuíveis aos acionistas não controladores da Companhia Brasileira de Gás S.A..

14.5. Resultado de Equivalência Patrimonial – Consolidado

O valor apresentado nas demonstrações do resultado consolidado refere-se ao registro da equivalência patrimonial calculada sobre a variação do patrimônio líquido das coligadas. Este valor não é eliminado nas informações consolidadas do Grupo.

15. IMOBILIZADO

15.1. Movimentação

Eventos	Controladora						Total
	Imobilizado em Serviço					Imobilizado em Curso	
	Terrenos	Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Veículos	Móveis e Utensílios		
Custo do Imobilizado							
Saldo em 31 de dezembro de 2014	13.130	2.463	706	97	369		16.765
Baixas				(97)			(97)
Transferências			(384)				(384)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	13.130	2.463	322		369		16.284
Adições			71				71
Baixas					(35)		(35)
Transferências	(2.094)						(2.094)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	11.036	2.463	393		334		14.226
Depreciação Acumulada							
Saldo em 31 de dezembro de 2014		(249)	(249)	(97)	(222)		(817)
Depreciação		(97)	(32)		(34)		(163)

Eventos	Controladora						
	Imobilizado em Serviço					Imobilizado em Curso	Total
	Terrenos	Edificações, Obras Civas e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Veículos	Móveis e Utensílios		
Baixas				97		97	
Transferências			90			90	
Saldo em 31 de dezembro de 2015		(346)	(191)		(256)	(793)	
Depreciação		(100)	(29)		(17)	(146)	
Baixas					26	26	
Transferências							
Saldo em 31 de dezembro de 2016		(446)	(220)		(247)	(913)	
Imobilizado Líquido – 31/12/2016	11.036	2.017	173		87	13.313	
Imobilizado Líquido – 31/12/2015	13.130	2.117	131		113	15.491	
Taxas Anuais de Depreciação		2,0% a 4,0%	3,3% a 6,7%	20%	10%		

Consolidado									
	Imobilizado em Serviço							Imobilizado em Curso	Total
	Terrenos	Reservatórios, Barragens e Adutoras	Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Veículos	Móveis e Utensílios	Outros		
Custo do Imobilizado									
Saldo em 31 de dezembro de 2014	14.097	13.828	21.206	46.507	18.915	9.456	164	56.251	180.424
Adições			677	21	1.386		1	46.316	48.401
Baixas				(532)	(1.066)	(2)		(56.426)	(58.026)
Transferências				(330)			(58)	(234)	(622)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	14.097	13.828	21.883	45.666	19.235	9.454	107	45.907	170.177
Adições		380	40	1.026	4.741	45		37.954	44.186
Baixas		(688)	(537)			(39)		(29.523)	(30.787)
Ajuste de Inventário				799	7				806
Transferências	(2.094)							9	(2.085)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	12.003	13.520	21.386	47.491	23.983	9.460	107	54.347	182.297
Depreciação Acumulada									
Saldo em 31 de dezembro de 2014		(3.801)	(9.282)	(29.866)	(10.910)	(3.718)	(133)		(57.710)
Depreciação		(296)	(1.306)	(1.581)	(1.468)	(578)	(4)		(5.233)
Baixas				307	1.504				1.811
Transferências				68			40		108
Saldo em 31 de dezembro de 2015		(4.097)	(10.588)	(31.072)	(10.874)	(4.296)	(97)		(61.024)
Depreciação		(298)	(581)	(1.586)	(2.196)	(512)			(5.173)
Baixas						26			26
Transferências		205	2.156	(477)	(8)	12			1.888
Saldo em 31 de dezembro de 2016		(4.190)	(9.013)	(33.135)	(13.078)	(4.772)	(97)		(64.283)
Imobilizado Líquido – 31/12/2016	12.003	9.330	12.373	14.356	10.905	4.690	10	54.347	118.014
Imobilizado Líquido – 31/12/2015	14.097	9.731	11.295	14.594	8.361	5.158	10	45.907	109.153
Taxas Anuais de Depreciação		2,0% a 7,7%	2,0% a 4,0%	3,3% a 6,7%	20%	10%			

Não houve indícios de perdas ao valor recuperável desses ativos na data das demonstrações financeiras.

15.2. Valores Oferecidos em Garantias

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

16. INTANGÍVEL

Controladora	
	Direito de Uso de Software
Custo do Intangível	
Saldo em 31 de dezembro de 2015	83
Saldo em 31 de dezembro de 2016	83
Amortização Acumulada	

Saldo em 31 de dezembro de 2015	(21)
Amortizações	(16)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	(37)
Intangível Líquido – 31/12/2016	46
Intangível Líquido – 31/12/2015	62

Consolidado						
	Direito de Uso da Concessão		Outros Intangíveis		Direito de Exploração da Concessão	Total
	Em Serviço	Em Curso	Em Serviço	Em Curso		
Custo do Intangível						
Saldo em 31 de dezembro de 2014	261.028	5.746	53.435	17.440	158.946	496.595
Adições	120.340	105.662		9.680		235.682
Baixas	(16)	(106.078)				(106.094)
Transferências	806.869	(2.835)	6.716	(6.499)		804.251
Obrigações Especiais	(16.687)					(16.687)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	1.171.534	2.495	60.151	20.621	158.946	1.413.747
Adições	1.224	53.889	55	19.846		75.014
Transferências	30.325	(34.452)	40.466	(40.466)		(4.127)
Baixas	(2.307)					(2.307)
Obrigações Especiais	(172.822)	110.358				(62.464)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	1.027.954	132.290	100.673		158.946	1.419.863
Amortização Acumulada						
Saldo em 31 de dezembro de 2014	(237.881)		(48.011)		(52.982)	(338.874)
Amortizações	(36.002)		(4.353)		(5.887)	(46.242)
Transferências			(217)			(217)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	(273.883)		(52.581)		(58.869)	(385.333)
Amortizações	(43.016)		(2.670)		(5.888)	(51.574)
Transferências						
Saldo em 31 de dezembro de 2016	(316.899)		(55.251)		(64.757)	(436.907)
Intangível Líquido – 31/12/2016	711.055	132.290	45.422		94.189	982.956
Intangível Líquido – 31/12/2015 (Reapresentado)	897.651	2.775	7.570	20.621	100.077	1.028.414

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

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

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

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

16.1. Direito de Exploração de Concessão de Geração

A Controladora consolida a empresa CEB Lajeado S.A., detentora do direito de exploração de concessão da Usina Luis Eduardo Magalhães, que integra a operação de geração da Investco S.A.. Esse direito se trata de uma operação de reestruturação societária que foi decorrente do contrato de venda e compra de ações entre a Investco S.A. e seus acionistas. Este Instrumento estabelece para a CEB Lajeado S.A. o valor de compra de 20% (conforme sua participação ordinária) das ações

preferenciais classe R, nominativas, sem valor nominal, de emissão da Investco S.A., totalizando 46.890.423 ações, por R\$ 213.452, que também representa 20% da dívida da Investco S.A. com a Eletrobrás. Do total de R\$ 213.452, R\$ 54.506 representam o valor patrimonial das ações detidas na Investco S.A pela Eletrobrás em 30 de novembro de 2005, data da última correção da dívida.

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

Em dezembro de 2016, a controlada CEB Lajeado S.A. realizou o teste de perda por redução no valor recuperável do direito de exploração da concessão. A base para realização do teste de recuperabilidade foi o fluxo de caixa descontado, que resultou em um valor presente de fluxo de caixa descontado de R\$ 386.539. Este montante, quando comparado com o valor contábil do investimento avaliado pelo método de equivalência patrimonial, acrescido do valor contábil do direito de exploração da concessão, no montante de R\$ 297.320, não apresentou indicação de perda por redução no valor recuperável. A taxa de desconto usada foi de 9,63%, e tal utilização deveu-se ao fato de a Empresa não possuir dívida bancária. O fluxo de caixa livre foi realizado sob a ótica do acionista e foi utilizado o custo de capital próprio real depois dos impostos. A mencionada taxa foi divulgada pela ANEEL nos Procedimentos de Regulação Tarifária – Proret, submódulo 12.3 – Custo de Capital da Geração. O período contemplado para elaboração dos fluxos de caixa foi até o fim da concessão, ou seja, o ano de 2032.

17. FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Suprimento de Energia Elétrica			156.303	281.341
Materiais e Serviços	3.251	2.213	49.401	56.547
Encargos de Uso de Rede Elétrica			13.304	9.918
Fornecedores de Gás			187	189
Total	3.251	2.213	219.195	347.995
Circulante	3.251	2.213	219.195	322.035
Não Circulante				25.960

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

17.1.1. Parcelamento Itaipu Binacional

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

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

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	31/12/2015 Reapresentado
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	298.084
Total	98.614	98.519	402.860	547.636
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	31/12/2015 (Reapresentado)	31/12/2016	31/12/2015 (Reapresentado)	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	
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)	
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:							(501)	
IRPJ/CSLL – Controladora e Controladas	(1.370)	296	(501)	115	(1.371)	13.067	(19.102)	4.725

	Controladora				Consolidado			
	IRPJ		CSLL		IRPJ		CSLL	
	31/12/2016	31/12/2015 (Reapresentado)	31/12/2016	31/12/2015 (Reapresentado)	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
IRPJ – Lucro Presumido					(52.785)	1.357	(593)	614
Ajustes IRPJ/CSLL do Período		(244)		(87)	(1.269)	244		87
Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente	(1.371)	52	(501)	28	(55.425)	14.668	(20.196)	5.426
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

(i) Passivo fiscal diferido

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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	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	31/12/2015 Reapresentado
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	4.661
Imposto Sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS	86	31	102	1.589
Outros		49		3.631
Total	1.002	1.135	212.075	298.084
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 2013, foi publicado o Decreto nº 34.990, que autorizou a mudança do vencimento do dia 20 para o penúltimo dia útil, mantendo o adiamento de três meses e a cobrança apenas da correção monetária.

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

19. CONTRIBUIÇÃO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

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

O custeio do serviço de iluminação pública compreende:

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

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

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

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

Em 31 de dezembro de 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)	166.002	83.909
Total	424.311	300.874
Circulante	202.102	118.605
Não Circulante	222.209	182.269

(a) Superavit de baixa renda

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

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

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

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

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 à ANEEL regulamentar os investimentos nos programas, acompanhar a execução dos projetos e avaliar seus resultados. O montante de 1% é destinado aos Programas de Eficiência Energética – PEE; Pesquisa e Desenvolvimento – P&D; ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico – FNDCT; e ao Ministério de Minas e Energia – MME. A participação de cada um dos programas está

definida pelas leis nº 10.848 e nº 11.465, de 15 de março de 2004 e 28 março de 2007, respectivamente.

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

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

	Consolidado	
	31/12/2016	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
1ª Emissão – Série Única	1.300	CDI + 6,8%	CDI + 6,8%	Parcelas mensais a partir de junho de 2016.	Recebíveis + Alienação de Imóvel
2ª Emissão – Série Única	710	CDI + 6,8%	CDI + 6,8%	Parcelas mensais a partir de junho de 2017.	Recebíveis + Alienação de Imóvel

	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)	(432)	(1.511)	(1.934)
Saldo Final	53.145	128.762	181.907	16.568	112.571	129.139

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 sobretaxa (*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
2017	53.145
2018	42.911
2019	37.199
2020	37.199
2021	11.453
Total	181.907

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
Emissão	71.000
Encargos Incorridos	34.667
Custo de Transação	(113)
Encargos Pagos	(33.376)
Amortização do Principal	(18.565)
Deságio	(844)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	181.908
Circulante	53.145
Não Circulante	128.763

21.2. Garantias na Emissão das Debêntures

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

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

22. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Entidades	Consolidado		Encargos
	31/12/2016	31/12/2015	
Eletrobrás	839	9.325	Juros entre 5% a 8% a.a. 1% a 2% de Tx. Adm. + Variação da UFIR/IGPM
Banco do Brasil S.A. (Finame)	3.005	4.008	4,5% a.a. + TJLP
Banco do Brasil S.A. (FCO I a IV)	39.971	54.849	Juros de 10% a.a. de atualização pela TJLP e Bônus de Adimplência de 15%.
Banco do Brasil	15	1.413	CDI + juros de 1,7% a.a.
Caixa Econômica Federal S.A.	88.207	94.497	140% do CDI CETIP (durante o período de utilização).
Caixa Econômica Federal S.A./BNDES	22.763	28.029	4,5% a.a + TJLP
Caixa Econômica Federal S.A./BNDES	13.204	19.092	4,5% a.a + UMBNDES
Caixa Econômica Federal S.A./BNDES	35.959	40.436	6% a.a
Banco Daycoval	5.185	11.720	0,5% a.m + CDI CETIP
Banco BCV	10.712	16.663	6,5% a.a + CDI CETIP
Custo de Transação	(874)	(1.088)	
Total	218.986	278.944	
Circulante	43.844	55.325	
Não Circulante	175.142	223.619	

A CEB D firmou o contrato de financiamento com o agente financeiro Caixa Econômica Federal, por meio de repasse de recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social, objetivando suprir investimentos realizados em novas instalações e melhorias na rede de distribuição, em atendimento a projetos relacionados à Copa do Mundo de 2014.

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

22.1. Garantias dos Empréstimos e Financiamentos

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

22.2. Covenants

Os contratos de empréstimos e financiamentos da CEB D, com exceção do financiamento da Eletrobrás, possuem cláusulas restritivas (*covenants*) não financeiras de vencimento antecipado. Em 31 de dezembro de 2016, todas as cláusulas restritivas estabelecidas nos contratos de empréstimos e financiamento vigentes foram cumpridas pela Companhia.

As composições dos empréstimos, por indexadores, estão resumidas a seguir:

Indexadores	2017	2018	2019	2020 em diante	Total
UFIR/RGR	320	174	147	198	839
CDI	22.305	34.428	33.199	14.187	104.119
TJLP	11.592	18.574	22.100	10.468	62.734
UMBNDDES	3.441	3.441	3.441	2.881	13.204
4,5% a.a.	1.002	1.002	1.001	-	3.005
6% a.a.	5.184	5.184	5.184	20.407	35.959
Total por indexador	43.884	62.803	65.072	48.141	219.860
Custo de Transação					(874)
Total Líquido do Custo de Transação					218.986

22.3. Movimentação dos Empréstimos e Financiamentos

	Empréstimo e Financiamentos	Custo de Transação	Empréstimos e Financiamentos Líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2014	322.031	(920)	321.111
Empréstimos e Financiamentos Obtidos	20.000		20.000
Encargos Incorridos no Período	45.655	225	45.880
Custo de Transação		(393)	(393)
Encargos Financeiros Pagos	(35.014)		(35.014)
Amortizações de Principal	(72.640)		(72.640)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	280.032	(1.088)	278.944
Variação Monetária	(2.548)		(2.548)
Encargos Incorridos no Período	32.412		32.412
Custo de Transação		214	214
Encargos Financeiros Pagos	(32.718)		(32.718)
Amortizações de Principal	(57.318)		(57.318)
Saldo em 31 de dezembro de 2016	219.860	(874)	218.986

23. OBRIGAÇÕES SOCIETÁRIAS

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

	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Governo do Distrito Federal	10.623	18.623	10.623	18.623
Eletrobrás			5.620	5.245
Partes Beneficiárias (Eletrobrás)			3.920	6.934
Outros Acionistas	68	69	68	69
Total	10.691	18.692	20.231	30.871
Circulante	10.691	18.692	20.231	30.871

Em 11 de abril de 2016, a Companhia solicitou, por meio da carta nº 049-PR, a postergação do pagamento dos dividendos do exercício de 2012 para 31 de julho de 2017, devidos ao controlador, no valor de R\$ 10.623. Em 18 de abril de 2016, a Câmara de Governança Orçamentário, Financeira e

Corporativa do Distrito Federal – Governança DF, aprovou, conforme sugestão da SEF, constante do Ofício nº 249 – GAB /SEF, de 12 de abril de 2016, a postergação do pagamento dos referidos dividendos, face às justificativas quanto à situação financeira da Companhia à época.

24. OBRIGAÇÕES SOCIAIS E TRABALHISTAS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado
Provisão de Férias	70	67	12.553	11.547
Encargos Sobre Provisões	26	86	13.329	9.329
Abono Assiduidade			5.005	5.559
Participação nos Lucros			10.086	12.113
Outros	1		5.352	182
Total	97	153	46.325	38.730
Circulante	97	153	46.325	38.730

25. BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

25.1. Planos de Benefícios

A Companhia e suas controladas são patrocinadoras da Fundação de Previdência dos Empregados da CEB – FACEB, que tem por objetivo suplementar os benefícios assegurados pela previdência social aos empregados da CEB D, da FACEB e de seus dependentes, conforme a seguir:

Planos	Benefícios	Classificação	Patrocinadora
Plano Complementar de Benefícios Previdenciários	Aposentadoria e pensão	Benefício definido	CEB D
Plano de Benefícios CEBPREV	Aposentadoria e pensão	Contribuição definida	Multipatrocinado
Plano de Saúde da CEB – Assistencial	Assistência médica	Benefício definido	CEB D
Plano CEB – Saúde	Assistência médica	Contribuição definida	Multipatrocinado

O passivo do benefício pós-emprego dos planos previdenciários foi avaliado apenas para o plano denominado Plano Complementar de Benefícios Previdenciários, constituído sob a modalidade de benefício definido. O plano denominado CEBPREV é constituído na modalidade de contribuição definida e não gera obrigações atuariais que devam ser mensuradas como passivos com benefícios pós-emprego.

A CEB D mantém junto à FACEB dois planos previdenciários, sendo um constituído na modalidade de benefício definido (BD) e outro na modalidade de contribuição definida (CD). Além disso, a Empresa mantém para os seus empregados e familiares, planos de saúde que são administrados pela FACEB. No plano CEB-Saúde, a participação da controlada está limitada ao aporte da despesa gerada pelos participantes ativos e seus dependentes, não lhe cabendo responsabilidades em relação aos aposentados e pensionistas. Dessa forma, não existe passivo com benefícios pós-emprego.

O Plano de Saúde da CEB – Assistencial é administrado pela FACEB na forma de autogestão, estando registrado na Agência Nacional de Saúde Suplementar – ANS. Participam do plano, parte dos

empregados ativos, aposentados, pensionistas e aqueles vinculados ao programa de demissão voluntária da CEB D.

O custeio do plano é feito mediante pagamento de coparticipação pelos usuários, no momento em que o utilizam, cujos percentuais são definidos no respectivo regulamento, ficando a patrocinadora com a responsabilidade por complementar os pagamentos dos usuários de forma a custear as despesas do plano.

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

As informações que fundamentaram o trabalho atuarial são constituídas de bases cadastrais referentes ao plano previdenciário e plano de saúde; de informações sobre a utilização do plano de saúde nos últimos vinte e um meses; informações contábeis posicionadas em 31 de dezembro de 2016; e dados sobre a composição do valor justo dos ativos do plano de benefício posicionado na mesma data.

Os montantes no passivo quanto aos planos previdenciários e de assistência são os seguintes:

	Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015
Plano de Previdência	79.578	44.613
Plano de Assistência	9.775	46.478
Total	89.353	91.091
Circulante	30.252	69.465
Não Circulante	59.101	21.626

25.2. Planos Previdenciário e Assistencial

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

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Valor Presente das Obrigações Atuariais				
Valor Presente da Obrigação Atuarial no Início do Exercício	(1.106.216)	(1.137.535)	(28.564)	(305.787)
Custo do Serviço Corrente	(11.756)	(9.486)	(16)	(174)
Custo de Juros	(146.905)	(136.163)	(3.793)	(36.603)
Ganhos/(Perda) Atuariais	(206.552)	100.553	(16.614)	281.468
Benefícios Pagos Pelo Plano	83.295	76.415	39.212	32.532
Valor Presente da Obrigação Atuarial no Final do Período	(1.388.134)	(1.106.216)	(9.775)	(28.564)

Análise da obrigação atuarial dos planos:

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Valor Presente da Obrigação Atuarial	1.388.134	1.106.216	9.775	28.564
Valor Justo dos Ativos do Plano	(1.308.556)	(1.098.956)		
Valor Presente da Obrigação Coberta	(1.308.556)	1.098.956		

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Valor Presente da Obrigação Sem Cobertura	79.578	7.260	9.775	28.564
Status dos Planos	Parcialmente Fundado	Parcialmente Fundado	Sem Cobertura	Sem Cobertura

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

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Valor Justo dos Ativos dos Planos				
Valor Justo dos Ativos do Plano no Início do Exercício	1.098.956	1.108.746		
Rendimento Esperado dos Ativos do Plano	145.941	132.717		
Contribuições Recebidas Pelo Fundo – Patrocinador	23.113	38.199	39.212	32.532
Contribuições Recebidas Pelo Fundo – Participantes	6.626	6.291		
Benefícios Pagos Pelo Fundo	(83.295)	(76.415)	(39.212)	(32.532)
Ganhos/(Perda) Atuariais	117.216	(110.582)		
Valor Justo dos Ativos dos Planos no Final do Período	1.308.558	1.098.956		

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço:

	Plano Previdenciário	
	31/12/2016	31/12/2015
Valores Reconhecidos no Balanço Patrimonial		
Valor Presente da Obrigação Atuarial	79.578	7.260
Ganhos/(Perdas) Atuariais não Reconhecidos (item 92)		
Passivo/(Ativo) Líquido Reconhecido no Final do Período (Saldo da Dívida com a FACEB)	35.889	44.608
Movimentação do Passivo (Ativo) Líquido Reconhecido no Balanço		
Passivo (Ativo) Reconhecido no Início do Exercício	7.259	28.789
Contribuições Aportadas no Plano	(23.113)	(38.199)
Amortização de (Ganhos)/Perdas Atuariais	89.336	10.029
Despesas do Exercício	6.093	6.641
Passivo/(Ativo) Reconhecido no Final do Período	79.576	7.260

	Plano Assistencial	
	31/12/2016	31/12/2015
Valores Reconhecidos no Balanço Patrimonial		
Valor Presente da Obrigação Atuarial sem Cobertura	9.775	28.564
Ganhos/(Perdas) Atuariais não Reconhecidos (item 92)		
Passivo/(Ativo) Líquido Reconhecido no Final do Período	20.683	277.791
Movimentação do Passivo (Ativo) Líquido Reconhecido no Balanço		
Passivo (ativo) Reconhecido no Início do Exercício	28.564	305.787
Contribuições Aportadas no Plano	(39.212)	(32.532)
Amortização de (Ganhos)/Perdas Atuariais	16.614	(281.468)
Despesas do Exercício	3.809	36.777
Passivo/(Ativo) Reconhecido no Final do Período	9.775	28.564

25.2.1. Plano previdenciário

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciais apresentou um valor presente de obrigação atuarial de R\$ 1.388.134, que ao ser confrontado com o valor justo dos ativos do plano de R\$ 1.308.558 resultou em um déficit de R\$ 79.578, constituindo-se, portanto, em um passivo atuarial.

O valor justo dos ativos do plano foi informado pela FACEB e, segundo a entidade, está precificado a mercado na posição de 31 de dezembro de 2016. Do ativo total informado pela FACEB (R\$ 1.329.122) foram deduzidos os valores registrados no balancete nas rubricas do exigível operacional (R\$ 4.303), exigível contingencial (R\$ 4.950) e fundos (R\$ 11.311), resultando no valor justo de R\$ 1.308.558, uma vez que essas parcelas do ativo não se destinam à cobertura das provisões matemáticas. Ressalte-se que o saldo do contrato de dívida da CEB D junto à entidade não está incluído no valor justo dos ativos do plano.

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciais se encontra em situação de cobertura parcial do valor presente da obrigação atuarial, conforme demonstrado nos quadros anteriores, tendo apresentado, em 31 de dezembro de 2016, um déficit atuarial. A variação no resultado atuarial, quando comparado com a situação em 31 de dezembro de 2016 se deve à alteração da hipótese de taxa de juros atuarial.

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

	31/12/2016	31/12/2015
Valor Presente da Obrigação Atuarial	1.388.134	1.106.216
Valor Justo dos Ativos do Plano	(1.308.558)	(1.098.956)
Resultado	79.578	7.260

O quadro a seguir contém a despesa do plano de responsabilidade da patrocinadora, estimada para o exercício de 2017, calculada com base nos custos normais; no custo dos juros incidentes sobre a obrigação atuarial; nos rendimentos esperados do valor justo dos ativos do plano; e nas contribuições estimadas dos participantes e assistidos.

	2017
Custo do Serviço Corrente	9.686
Custo dos Juros	152.901
Rendimento Esperado dos Ativos do Plano	(144.135)
Contribuições dos Participantes	(6.295)
Total da Despesa Estimada	12.156

25.2.2. Plano de Benefícios CEBPREV

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

25.2.3. Plano CEB-Saúde

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

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

25.2.4. Plano de saúde da CEB – Assistencial

Este plano é administrado pela FACEB como uma autogestão, estando registrado na Agência Nacional de Saúde Suplementar – ANS. Participam do plano os empregados ativos, aposentados, pensionistas e aqueles vinculados ao programa de demissão voluntária da CEB, bem como os dependentes desses grupos, tendo ainda direito à remissão, o cônjuge ou companheiro, após o falecimento do titular.

As coberturas do plano permitem enquadrá-lo na segmentação assistencial hospitalar com obstetrícia e odontologia.

O custeio do plano é feito mediante o pagamento de coparticipação pelos usuários, no momento em que o utilizam, cujos percentuais são definidos no respectivo regulamento, ficando a patrocinadora com a responsabilidade de complementar os pagamentos dos usuários de forma a custear as despesas.

Com o trânsito em julgado da Ação Direta de Inconstitucionalidade mencionada na Nota Explicativa nº 2.2.1.1.1, a responsabilidade da CEB com relação aos benefícios de pós-emprego do Plano CEB – Assistencial ficou restrita ao período de dezembro de 2015 a março de 2017. Dessa forma, ocorreu uma forte redução no valor da provisão relativa a esse benefício.

A variação na obrigação atuarial decorreu da modificação na taxa de juros, que passou de 7,34% para 5,91%; da redução no número total de beneficiários, que na reavaliação anterior em unidade monetária era de R\$ 3.879 e passou para R\$ 3.646; e, principalmente, da publicação do Acórdão da ADI nº 2014002032055-2, que restringiu a cobertura do plano assistencial para os aposentados e pensionistas até março de 2017.

Despesa estimada para o exercício seguinte:

	2017
Custo do Serviço Corrente	18
Custo dos Juros	1.076
Total da Despesa Estimada	1.095

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

	31/12/2016	31/12/2015
Valor Presente da Obrigação Atuarial	9.776	28.564
Valor Justo dos Ativos do Plano		
Resultado	9.776	28.564

25.2.5. Categoria de ativo e dados cadastrais

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

Previdenciário	31/12/2016	31/12/2015
Ativos		
Quantidade	466	506
Idade Média	50,79	50,27
Tempo Médio de Serviço (anos)	25,71	25,10
Tempo Médio Esperado de Serviço Futuro (anos)	5,87	6,48
Valor do Salário Médio (R\$)	12.884,07	11.855,28
Aposentados		
Quantidade	1.093	1.074
Idade Média	66,77	66,20
Benefício Médio (R\$)	6.016,61	5.473,39
Pensionistas		
Quantidade	339	322
Idade Média	64,17	64,07
Benefício Médio (R\$)	1.825,29	1.635,16
Assistencial	31/12/2016	31/12/2015
Titulares		
Quantidade	1.748	1.836
Idade Média	62,48	61,34
Custo Médio	821,02	728,62
Dependentes		
Quantidade	1.898	2.043
Idade Média	47,56	45,49
Custo Médio	599,53	519,61
Total		
Quantidade	3.646	3.879

Previdenciário	31/12/2016	31/12/2015
Idade Média	54,71	52,99
Custo Médio	705,72	618,54

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

Composição dos Ativos	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Disponível	0,19%	0,01%	0,00%	0,00%
Renda Fixa	92,92%	89,81%	0,00%	0,00%
Renda Variável	0,68%	0,76%	0,00%	0,00%
Investimentos Estruturados	2,42%	5,06%	0,00%	0,00%
Investimentos Imobiliários	1,39%	1,66%	0,00%	0,00%
Empréstimos com Participantes	2,43%	2,72%	0,00%	0,00%
Outras Exigibilidades e Depósitos Judiciais	-0,03%	-0,02%	0,00%	0,00%
Total Percentual dos Ativos do Plano	100,00%	100,00%	0,00%	0,00%

25.2.6. Premissas atuariais

Premissas Atuariais Adotadas	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Financeira				
Taxa de Juros Anual Para Cálculo do Valor Presente da Obrigação	5,91%	7,34%	5,91%	7,34%
Expectativa de Retorno do Valor Justo dos Ativos do Plano	11,01%	13,28%	0,00%	0,00%
Taxa Anual de Inflação	4,82%	5,53%	4,82%	5,53%
Taxa Nominal de Crescimento Anual dos Salários	4,82%	5,53%	4,82%	5,53%
Taxa Nominal de Crescimento dos Benefícios do Plano	4,82%	5,53%	4,82%	5,53%
Taxa de Crescimento Nominal Anual dos Custos de Saúde	0,00%	0,00%	7,00%	7,00%
Demográficas				
Taxa de Rotatividade	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Tábua de Mortalidade/Sobrevivência de Ativos	AT-2000 masculina		AT-2000 masculina	
Tábua de Mortalidade/Sobrevivência de Assistidos	AT-2000 masculina		AT-2000 masculina	
Tábua de Mortalidade/Sobrevivência de Inválidos	<i>Winklevoss</i>		<i>Winklevoss</i>	
Tábua de Entrada em Invalidez	Álvaro Vindas		Álvaro Vindas	
Tábua de Morbidez	Não Usada		Não Usada	
Idade de Aposentadoria	Primeira aposentadoria, considerando-se as elegibilidades do regulamento do plano.		Primeira aposentadoria, considerando-se as elegibilidades do regulamento do plano.	
Composição Familiar para Cálculo de Pensão e Reversão				
Ativos	90% casados com cônjuge feminino 4 anos mais jovem.			
Assistidos	Família informada no cadastro.			

Comparativo Evidenciando Retorno Esperado e o Retorno Real dos Ativos do Plano	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Taxa Nominal de Rendimento Esperada Sobre os Ativos do Plano	11,01%	13,28%	N/A	N/A

25.3. Contrato de Dívida Atuarial

Em 27 de dezembro de 2001, a Companhia Energética de Brasília – CEB, na qualidade de patrocinadora da Fundação de Previdência dos Empregados da CEB – FACEB, assinou contrato de parcelamento de contribuição suplementar para com essa Fundação, oriundo dos compromissos

especiais assumidos em 1993. Com a desverticalização ocorrida em janeiro de 2006, a CEB Distribuição S.A. assumiu a dívida relativa a esse contrato.

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

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

25.3.1. Contrato de parcelamento do saldo devedor

Em abril de 2015, a CEB Distribuição S.A. e a FACEB celebraram acordo através de Contrato de Parcelamento de Contribuição Suplementar, correspondente ao saldo devedor remanescente em 1º de abril de 2015, no valor de R\$ 28.897, do contrato de dívida atuarial assinado em 27 de dezembro de 2001. Neste contrato de parcelamento, não foi contemplado o valor da variação monetária no montante de R\$ 12.722, ou seja, na celebração da avença, o valor que deveria ser parcelado seria de R\$ 41.619. A CEB Distribuição S.A. já está realizando tratativas no sentido da alteração do contrato, para que o valor da diferença seja considerado no acordo.

No contrato celebrado no valor de R\$ 28.897, ficou pactuado que o saldo remanescente terá um período de carência de 15 meses e que neste período, incidirão juros equivalentes a 6% ao ano capitalizado mensalmente, bem como correção monetária calculada de acordo com a variação do INPC, ou índice que vier a substituí-lo. Ao fim do período de carência, o saldo devedor apurado em 1º de abril de 2015, devidamente atualizado e acrescido dos encargos previstos, será pago em 13 parcelas mensais e sucessivas, vencendo a primeira em 31 de dezembro de 2016.

As movimentações da dívida atuarial ocorreram conforme quadro a seguir:

	Circulante	Não Circulante	Total
Saldo em 31 de dezembro 2014	31.368	17.869	49.237
Amortização no Exercício	(15.221)		(15.221)
Atualização no Exercício	8.671	603	9.274
Transferências Para o Circulante	2.558	(2.558)	
Passivo em 31 de dezembro de 2015	27.376	15.914	43.290
Amortização no Exercício	(14.334)		(14.334)
Reversão de Encargos	(10.322)		(10.322)
Atualização no Exercício			

	Circulante	Não Circulante	Total
Transferências Para o Circulante	15.914	(15.914)	
Passivo em 31 de dezembro de 2016	18.633		18.633

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

A composição do passivo é a seguinte:

	31/12/2016	31/12/2015
Previdenciário		
Contribuições Para o Plano	1.840	1.323
Contrato de Dívida	18.633	43.290
Provisão Atuarial Previdência	59.101	
Assistencial		
Provisão Atuarial Assistencial	9.775	46.478
Total	89.353	91.091
Circulante	30.252	69.465
Não Circulante	59.101	21.626

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

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

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

26.1. Provisões Para Riscos Tributários, Cíveis, Trabalhistas e Regulatórios Provisionados

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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Regulatórias			53.865	53.024
Trabalhistas			4.276	9.048
Fiscais	10.827	8.356	10.827	8.356
Cíveis			3.449	8.139
Total	10.827	8.356	72.417	78.567
Circulante			3.905	9.168
Não Circulante	10.827	8.356	68.512	69.399

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

	Controladora		
	Trabalhista	Fiscais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2014	54	8.251	8.305
Constituições de Provisão	8		8
Pagamentos	(62)		(62)
Atualização Monetária		105	105
Saldo em 31 de dezembro de 2015		8.356	8.356
Constituições de Provisão		2.471	2.471
Pagamentos			
Atualização Monetária			
Saldo em 31 de dezembro de 2016		10.827	10.827

	Consolidado				
	Trabalhista	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2014	8.959	7.500	8.251	59.655	84.365
Constituições de Provisão	3.295	2.484		1.022	6.801
Reversão de Provisão	(4.102)	(2.319)		(14.495)	(20.916)
Atualização Monetária	958	475	105	6.841	8.379
Pagamento	(62)				(62)
Saldo em 31 de dezembro de 2015	9.048	8.140	8.356	53.023	78.567
Constituições de Provisão	1.123	5.569	2.471	2.217	11.380
Reversão de Provisão	(6.229)	(10.530)		(7.226)	(23.985)
Atualização Monetária	334	271		5.851	6.456
Pagamento					
Saldo em 31 de dezembro de 2016	4.276	3.448	10.827	53.865	72.417

(i) Demandas trabalhistas

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

(ii) Demandas cíveis

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

(iii) Demandas regulatórias

A CEB D discute nas esferas administrativa e judicial autuações do Órgão Regulador sobre eventuais descumprimentos de normas regulatórias. As principais contingências regulatórias envolvem a não conformidade nos processos de fiscalização, tais como: ausência de anuência prévia para dação em garantia em empréstimos contraídos pela Companhia; investimentos em consórcio; extrapolação dos limites dos indicadores de qualidade do fornecimento de energia; falta de investimentos no sistema

elétrico de distribuição; e fiscalização de procedimentos da atividade comercial. A atualização das provisões regulatórias é com base na taxa Selic.

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

(iv) Demandas fiscais

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

26.2. Passivo Contingente – Risco Possível

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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Fiscais	41.425	37.262	45.045	37.262
Cíveis	1	85	8.313	806
Trabalhistas		24	896	1.372
Total	41.426	37.371	54.254	39.440

26.3. Ativo Contingente – Risco Provável

Em 31 de dezembro de 2016, a Companhia estima que as contingências ativas prováveis de ganho alcancem o montante de R\$ 65.550. Desse valor, R\$ 375 referem-se a ações tributárias e 65.175 a ações cíveis. Estas últimas são processos de cobrança de consumo de energia elétrica, assim como de obras e manutenções de iluminação pública.

27. DEMAIS OBRIGAÇÕES

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Parcelamento de Multa ANEEL			20.309	17.459
Consumidores	362	196	10.775	13.017
Consignações a Favor de Terceiros	360	54	12.669	4.630
Arrendamento			5.013	3.843
Repasse de Bandeiras Tarifárias				1.830
Compensação Financeira Utilização de Recursos Hídricos				764
Retenção de Quotas – RGR			724	724
Cauções e Garantia	56		566	438
Obrigações Com Empresas Ligadas	168	167	358	
Outras Obrigações	4	6	3.050	2.545

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Total	950	423	53.4664	45.250
Circulante	950	423	37.418	33.421
Não Circulante			16.046	11.829

28. OBRIGAÇÕES VINCULADAS À CONCESSÃO

	Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015
Ultrapassagem de Demanda		17.149
Excedente de Reativos		28.732
Uso do Bem Público	867	
Participação Financeira do Consumidor – Valores Não Aplicados (a)	75.996	71.665
Total	76.863	117.546
Não Circulante	76.863	117.546

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

28.1. Obrigações Especiais – Receita de Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos

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

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

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

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

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

A CEB Distribuição S.A. está aguardando o julgamento da ação e tais valores estão provisionados em obrigações especiais e apresentados como obrigações vinculadas à concessão.

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

29. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

29.1. Capital Social

O capital social subscrito e integralizado é de R\$ 566.025 (R\$ 566.025 – 2015). As ações são escriturais e sem valor nominal, sendo que as ações preferenciais de ambas as classes não têm direito a voto.

A composição do capital social subscrito e integralizado, por classe de ações, é a seguinte:

Capital Total em Ações	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado
Ações Ordinárias	7.184.187	7.184.187
Ações Preferenciais	7.232.196	7.232.196
Classe A	1.313.002	1.313.002
Classe B	5.919.194	5.919.194
Total	14.416.383	14.416.383
Valor Patrimonial por Ação:		
Patrimônio Líquido	620.362	547.418
Quantidade de Ações	14.416.383	14.416.383
Valor Patrimonial por Ação – Em (R\$)	43,03	37,97

29.2. Ajuste de Avaliação Patrimonial

A composição do saldo da rubrica ajustes de avaliação patrimonial é a seguinte:

	31/12/2016	31/12/2015
Custo Atribuído do Ativo Imobilizado	188.817	188.817
Ganho na Variação de Percentual – Corumbá Concessões S.A.	19.929	18.662
Perda de Capital na Diluição de Percentual – Energética Corumbá III S.A.		(733)
Ganho Atuarial – Plano Assistencial	16.057	
Perdas Atuarial – Plano de Previdência	(59.101)	
Outras Movimentações – Coligadas		68
Total	165.702	206.814

Neste grupo estão contabilizados os seguintes eventos:

29.2.1. Custo atribuído (*Deemed Cost*)

A reserva para ajustes de avaliação patrimonial foi constituída em decorrência dos ajustes por adoção do custo atribuído do ativo imobilizado na data de transição, no montante de R\$ 195.191, líquido de efeitos tributários.

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

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

quadro a seguir:

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

29.2.2. Ganhos/Perdas nas variações percentuais em participações societárias

(i) Energética Corumbá III S.A.

Em abril de 2015, os acionistas *Energ Power S.A.* e *Strata Construções e Concessionárias Integradas S.A.* realizaram novo aporte de capital no montante de R\$ 87. Devido a esta operação, a CEB registrou um ganho de capital no valor de R\$ 33.

Em novembro de 2016, os acionistas *Energ Power S.A.* e *Strata Construções e Concessionárias Integradas S.A.* realizaram novo aporte de capital. Devido a esta operação, a CEB registrou um ganho de capital no valor de R\$ 736. O lançamento foi efetuado diretamente contra lucros acumulados.

(ii) Corumbá Concessões S.A.

Absorção de prejuízo acumulado

Em 29 de novembro de 2016 foi realizada a 2ª Assembleia Geral Extraordinária (AGE), onde os acionistas aprovaram a redução do capital social da *Corumbá Concessões S.A.* para a absorção de prejuízos acumulados de exercícios anteriores, no valor de R\$ 65.506. Esse evento gerou uma perda no investimento na Companhia no valor de R\$ 3, lançado diretamente contra prejuízos acumulados. A Geradora efetuou ajustes patrimoniais referente a exercícios anteriores que representaram um ganho na Companhia no montante de R\$ 1.270.

29.3. Reserva de Lucros

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

29.4. Resultado do Período

A Companhia apurou um lucro líquido de R\$ 114.607 (R\$ 25.448 – 2015 – Reapresentado).

30. INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

O Grupo possui quatro segmentos divulgáveis de unidades de negócios estratégicas. Para cada uma

delas, a Administração analisa os relatórios internos periodicamente. O resumo seguinte descreve as operações dos segmentos reportáveis:

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

As informações referentes a cada segmento reportável para os períodos findos em 31 de dezembro de 2016 e em 31 de dezembro de 2015 estão contempladas no quadro seguinte:

30.1. Demonstração de Resultado por Segmento de Negócio

	Exercício findo em 31/12/2016					
	Distribuição	Geração	Comercialização	Outros	Eliminações	Consolidado
ATIVOS DO SEGMENTO	2.543.249	58.594	369.830	746.045	(560.826)	3.156.892
Adições (reduções) Aos Ativos do Segmento no Exercício	(223.957)	(7.124)	(27.789)	69.053	(315.540)	(505.357)
INVESTIMENTOS EM SOCIEDADES			201.685	661.252	(517.085)	345.852
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.061.304	30.357	114.609	39.488	(131.204)	2.114.554
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.452.277)	(1.962)	(15.176)		131.216	(1.338.199)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(141.632)	(1.838)	(11.890)			(155.359)
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA	(1.598.120)	(3.799)	(27.066)		131.216	(1.497.769)
Pessoal	(231.778)	(4.284)	(1.631)	(11.617)		(249.310)
Material	(3.298)	(47)	(3)	(234)		(3.582)
Serviço de Terceiros	(138.664)	(5.566)	(1.219)	(27.984)		(173.433)
Depreciação e Amortização	(46.222)	(1.048)	(5.906)	(441)		(53.617)
Reversão/Constituição de Provisões para Riscos e Outras	9.078			(2.438)		6.641
Custo de Construção	(58.100)					(58.100)
Provisão (Reversão) Para Devedores Duvidosos	(42.990)			(7.282)		(50.272)
Arrendamento			(54.592)			(54.592)
Outras	123.955	2.391	(133)	(4.693)		121.520
DESPESAS E CUSTOS OPERACIONAIS	(388.019)	(8.554)	(63.484)	(54.689)		(514.115)
Equivalência Patrimonial		112	23.389	95.370	(88.450)	30.422
RESULTADO BRUTO	79.377	18.115	47.449	80.169	(88.438)	136.672
Receita Financeira	147.998	2.380	5.234	5.910	(991)	160.531
Despesa Financeira	(193.029)	(122)	(19.945)	(167)	991	(212.272)
RESULTADO FINANCEIRO	(45.031)	2.258	(14.711)	5.743	-	(51.741)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	34.346	20.373	32.738	85.912	(88.438)	84.931
Imposto de Renda e Contribuição Social – Corrente	(63.733)	(1.862)	(8.155)	(1.872)		(75.621)
Imposto de Renda e Contribuição Social – Diferido	79.657		(381)	30.106		109.383
Reversão dos Juros Sobre Capital Próprio			15.000			15.000
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO PERÍODO	50.272	18.511	39.203	114.146	(88.438)	133.693
Atribuível ao Acionista Controlador						114.607
Atribuível aos Acionistas não Controladores						19.086

	Exercício findo em 31/12/2015					Consolidado Reapresentado
	Distribuição	Geração	Comercialização	Outros	Eliminações	
ATIVOS DO SEGMENTO	2.735.962	17.311	443.420	684.148	(536.113)	3.344.728
Adições (reduções) aos Ativos do Segmento no Exercício	597.102	2.669	25.195	159.137	(243.177)	540.926
INVESTIMENTOS EM SOCIEDADES			219.485	626.082	(491.962)	353.750
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.348.019	14.491	126.732	28.968	122.206	2.396.004
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.602.698)	553	(5.396)		121.343	(1.486.198)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(136.924)	(864)	(11.310)		864	(148.234)
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA	(1.739.622)	(311)	(16.706)		122.207	(1.634.432)
Pessoal	(180.156)	(2.638)	(2.498)	(11.154)		(196.446)
Material	(6.197)	(26)	(6)	(816)		(7.045)
Serviço de Terceiros	(123.494)	(2.928)	(4.531)	(21.730)		(152.683)
Depreciação e Amortização	(47.167)	(336)	(6.601)	(363)		(54.467)
Reversão/Constituição de Provisões para Riscos e Outras	81.483	2	(90)	(904)		80.491
Custo de Construção	(82.781)					(82.781)
Provisão (Reversão) Para Devedores Duvidosos	(63.045)			(22.174)		(85.219)
Arrendamento			(41.850)			(41.850)
Outras	20.818	(874)	(5.385)	(3.283)		11.276
DESPESAS E CUSTOS OPERACIONAIS	(400.539)	(6.800)	(60.961)	(60.424)		(528.724)
Equivalência Patrimonial			13.087	93.069	(108.369)	(2.213)
RESULTADO BRUTO	207.858	7.380	62.152	61.613	(108.368)	230.635
Receita Financeira	124.706	896	8.058	2.780	(1.660)	134.780
Despesa Financeira	(243.437)	(67)	(2.214)	(89)	1.660	(244.147)
RESULTADO FINANCEIRO	(118.731)	829	5.844	2.691		(109.367)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	89.127	8.209	67.996	64.304	(108.368)	121.268
Imposto de Renda e Contribuição Social - Corrente		(753)	(18.600)	(80)		(19.433)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Diferido	(52.682)		147			(52.535)
LÚCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO PERÍODO	36.445	7.456	49.543	64.224	(108.368)	49.300
Atribuível ao Acionista Controlador						25.448
Atribuível aos Acionistas Não Controladores						23.853

31. DESDOBRAMENTO DAS CONTAS DO RESULTADO

31.1. Receita Operacional Líquida

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	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)

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015 (Reapresentado)
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 termoeletrônico, 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 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	Receita Faturada	Repasse à CCRTB	Valor de Cobertura dos Custos (CVA)	Despachos ANEEL

Competência	Acionamento da Bandeira Tarifária	Receita Faturada	Repasse à CCRTB	Valor de Cobertura dos Custos (CVA)	Despachos ANEEL
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	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	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)	(649.694)
Classificação:				
Custo da Operação			(316.173)	(319.498)
Custo dos Serviços Prestados a Terceiros	(30.267)	(23.753)	(26.687)	(21.348)
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	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			25.676	14.168
Receita Crédito Tributário – Decisões Judiciais (b)			96.849	
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	(2.438)	(113)	(16.458)	(15.184)
Compensação Por Descontinuidade de Energia			(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 recolheu 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 próprios administrados pela Receita Federal do Brasil – RFB.

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

(ii) PIS/PASEP

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

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

(c) Decorre 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
Acréscimos 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			8.660	
Outras Despesas Financeiras	(98)	(46)	(20.051)	(12.855)
Subtotal	(166)	(89)	(197.272)	(201.225)
Variação 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, conseqüentemente, 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 ordinaristas e preferencialistas possuem direitos diferentes em relação a dividendos, direito a voto e em caso de liquidação, conforme determina o estatuto social da Companhia. Desta forma, o lucro por ação, básico e diluído, foi calculado com base no lucro do exercício disponível para os acionistas.

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:

	31/12/2016	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	7,9500	2,4232
Ações Preferenciais – Básicas e Diluídas	7,9500	2,4232

33. TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

33.1. Controladora Final

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

33.2. Remuneração do Pessoal-Chave da Administração

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

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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015 Reapresentado
Remuneração	813	926	5.292	4.821
Demais Benefícios de Curto Prazo	216	274	1.523	1.408
Total	1.029	1.200	6.815	6.229

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

33.3. Transações Com Partes Relacionadas

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

33.3.1. Operações da Controladora com suas Controladas

Transações Com Partes Relacionadas (Balanço Patrimonial)	Notas	Controladora	
		31/12/2016	31/12/2015
Ativo		23.235	19.383
Contas a Receber, Líquido da PECLD		7.232	10.008
Governo do Distrito Federal	a	7.232	10.008
Demais Ativos		15.912	9.375
Dividendos/JSCP	b	7.517	9.090
CEB Lajeado S.A.		7.130	6.655
CEB Geração S.A.		162	1.432
CEB Participações S.A.			444
Corumbá Concessões S.A.		204	
Energética Corumbá III S.A.		21	559
Empréstimos e Financiamentos (Mútuo)		8.394	
CEB Distribuição S.A.		4.492	
Corumbá Concessões S.A.		3.902	
Outras Operações		186	285
CEB Distribuição S.A.	c	186	285
Passivo		11.523	19.670
Dividendos		10.623	18.623
Governo do Distrito Federal	d	10.623	18.623
Demais Obrigações		900	1.047
CEB Distribuição S.A.	e	733	880
CEB Distribuição S.A.	f	167	167

Transações Com Partes Relacionadas (Resultado)	Notas	Controladora	
		31/12/2016	31/12/2015
Receitas		41.251	30.002
Receita de Prestação de Serviços		40.354	28.869
Governo do Distrito Federal	g	40.354	28.869
Varição Monetária de Dividendos			380
CEB Lajeado S.A.			380
Encargos de Mútuo		897	753
CEB Distribuição S.A.	h	897	753
Despesas		(7.282)	(22.175)
Provisão/Reversão Estimada de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa		(7.282)	(22.175)
Governo do Distrito Federal	i	(7.282)	(22.175)

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

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

c) Representa valores de repasse de faturas de órgãos públicos que foram creditados em conta corrente da CEB D, que serão repassados através de encontro de contas à CEB;

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

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

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

g) Representa a receita pelos serviços de iluminação pública (obras e manutenção do parque) prestados ao Governo do Distrito Federal – GDF (Administrações Regionais, Empresas Públicas, Secretarias de Governo e Outros). Estes serviços são faturados de acordo com os contratos firmados entre a CEB e o Governo de Distrito Federal – GDF. Em 2016, a margem líquida média por contrato foi de 8,3%;

h) Diz respeito aos encargos do empréstimo (mútuo) realizado com a controlada CEB Distribuição S.A., cuja remuneração corresponde a 97 % do Certificado de Depósito Interbancário – CDI; e

i) Representa a estimativa de perdas com créditos de liquidação duvidosa com o Governo do Distrito Federal – GDF, pelos serviços de manutenção e obras de Iluminação Pública por serviços prestados pela CEB.

33.3.2. Operações do Grupo e seus acionistas controladores e coligadas

Transações Com Partes Relacionadas (Balanço Patrimonial)	Notas	Consolidado	
		31/12/2016	31/12/2015
Ativo		92.930	91.786
Contas a Receber, Líquida da PECLD		87.465	84.590
Corumbá Concessões S.A.		406	244
Energética Corumbá III S.A.		99	65
Governo do Distrito Federal	a	86.960	84.281
Demais Ativos		5.465	7.196
Dividendos/JSCP		1.359	6.610
Corumbá Concessões S.A.		204	559
Energética Corumbá III S.A.		21	
Investco S.A.		1.134	6.051
Empréstimos e Financiamentos (Mútuo)		4.105	
Corumbá Concessões S.A.		4.105	
Outras Operações		1	586
Governo do Distrito Federal		1	586
Passivo		246.248	282.079
Fornecedores		23.200	18.261
Corumbá Concessões S.A.	b	18.318	12.399
Energética Corumbá III S.A.	b	4.882	5.862
Contribuição de Iluminação Pública		207.412	245.195
Governo do Distrito Federal	c	207.412	245.195
Dividendos		10.623	18.623
Governo do Distrito Federal	d	10.623	18.623
Arrendamento a Pagar		5.013	
Investco S.A.	e	5.013	

Transações Com Partes Relacionadas (Resultado)	Notas	Consolidado	
		31/12/2016	31/12/2015
Receitas		558.500	441.203
Receita de Disponibilidade da Rede	f	4.145	4.182
Corumbá Concessões S.A.		3.309	3.317
Energética Corumbá III S.A.		836	865
Receita de Prestação de Serviços e Fornecimento de Energia Elétrica		553.651	436.702
Governo do Distrito Federal	g	553.651	436.702
Receita de Dividendos/JSCP		704	319
BSB Energética S.A.		531	37
Energética Corumbá III S.A.		173	18
Despesas		290.784	229.486
Energia Comprada para Revenda		232.160	183.348
Corumbá Concessões S.A.	h	190.399	145.066
Energética Corumbá III S.A.	h	41.761	38.282
Provisão Estimada de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa		58.624	46.138
Governo do Distrito Federal	i	58.624	46.138

a) Trata-se do fornecimento de energia elétrica (CEB D) e serviços de iluminação pública (obras e manutenção) da Companhia Energética de Brasília – CEB prestado ao Governo do Distrito Federal – GDF. Pelo fornecimento de energia elétrica é cobrada a tarifa homologada pelo Órgão Regulador para

a classe Poder Público. Pelos serviços de obras e manutenção da rede de iluminação pública, a cobrança é feita com base em contratos firmados entre a CEB e o Governo do Distrito Federal – GDF;

b) A CEB D tem contratos bilaterais de suprimento de energia com as empresas Corumbá Concessões S.A. e Energética Corumbá III S.A., com prazos de vigência até 7 de julho de 2045, conforme prorrogação da concessão da CEB D;

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

d) Trata-se de dividendos a pagar ao acionista, conforme definido na Assembleia Geral Ordinária nº 51, de 30 de Abril de 2013;

e) A CEB Lajeado S.A. possui obrigação contratual com o pagamento mensal de arrendamento para que a Investco S.A. efetue suas obrigações;

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

g) Representa a receita pelos serviços de iluminação pública (obras e manutenção do parque) e do fornecimento de energia elétrica ao Governo do Distrito Federal – GDF. O serviço de fornecimento é cobrado de acordo com a tarifa homologada pela ANEEL. Para os serviços de obras e manutenção da rede de Iluminação Pública, os valores são faturados de acordo com os contratos firmados entre a CEB e o Governo de Distrito Federal – GDF;

h) A CEB D tem contratos bilaterais de suprimento de energia com as empresas Corumbá Concessões S.A. e Energética Corumbá III S.A., com prazos de vigência até 7 de julho de 2045, conforme prorrogação da concessão; e

i) Representa a estimativa de perdas com créditos de liquidação duvidosa com o Governo do Distrito Federal – GDF, de créditos vencidos há mais de 360 dias, cuja natureza do serviço inclui o fornecimento de energia elétrica registrado na CEB D.

33.3.3. Operações com a FACEB

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

33.4. Acordo de Cooperação Técnica

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

34. SEGUROS (NÃO AUDITADO)

Em 31 de dezembro de 2016, a cobertura de seguros contra riscos operacionais da CEB D incluía danos materiais, não havendo cobertura para lucros cessantes e responsabilidade civil.

Os bens móveis e imóveis compostos por equipamentos, máquinas, ferramentas, móveis e utensílios e demais instalações relacionadas aos prédios administrativos, operacionais, laboratórios e subestações de distribuição, componentes do ativo imobilizado, estão cobertos, até 30 de dezembro de 2017, por contrato de seguro para riscos nomeados contra incêndio, raio, explosão e danos elétricos. O custo do prêmio foi de R\$ 1.900 e a importância segurada é de R\$ 175.000.

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

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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2016	31/12/2015	31/12/2016	31/12/2015
Resultado Antes do Imposto de Renda e da Contribuição Social	86.373	64.746	99.931	148.212
Ajustes ao Lucro/ (Prejuízo) do Período				
Depreciação e Amortização	167	90	53.618	54.467
Resultado de Equivalência Patrimonial	(95.370)	(93.069)	(30.483)	2.213
Receita de Construção			(53.889)	(82.781)
Custo de Construção - Concessão			53.889	82.781
Perda na Alienação de Imobilizado e Intangível		(76)	1.378	10.536
Provisões/Reversões sobre Benefícios Pós-Emprego			1.481	(90.712)
Encargos da Dívida			70.556	59.848
Atualização a Valor Justo do Ativo Financeiro Indenizável			(30.196)	(53.882)
Ajuste a Valor Presente				8
Atualização Monetária – Aplicações Financeiras				(415)
Atualização Monetária – Dividendos		(380)		296
Atualização Monetária – Mútuo	(897)	(753)		
Atualização Monetária – Contribuição de Iluminação Pública			14.689	20.570
Custo de Transação com Empréstimos			327	441
Provisões/Reversões de Perdas com Crédito de Liquidação Duvidosa	7.282		50.272	
Provisões/Reversões de Riscos Trabalhista, Cível e Fiscais		113	6.183	(5.736)
Provisões/Reversões para Perdas com Depósitos Judiciais			3.012	
Dividendos Recebidos – Custo	705		1.192	
Reversão dos Juros sobre Capital Próprio	(15.000)		(15.000)	
Outros eventos				50
	(103.113)	(94.075)	127.029	(2.316)
(Acréscimos)/Decréscimos nos Ativos Operacionais				
Contas a Receber	4.506	46.051	24.374	(119.571)
Estoques	(111)	605	(1.590)	12.533
Aplicações Financeiras			(1.333)	
Depósitos e Bloqueios Judiciais	(57)	3.829	(6.629)	10.740
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros			321.438	(338.626)
Tributos e Contribuições Compensáveis	28.587	(374)	(73.928)	1.048
Empréstimos e financiamentos	(3.596)			
Ativos não circulantes mantidos para venda	(2.094)			
Demais Créditos	(4.004)	(164)	(45.857)	(2.785)
	23.231	49.947	216.475	(436.661)
Acréscimos/(Decréscimos) nos Passivos Operacionais				
Fornecedores	1.038	(5.644)	(128.800)	(118.787)
Obrigações Tributárias	95	(331)	(144.776)	108.009
Contribuição de Iluminação Pública			(37.783)	11.522
Encargos Regulatórios			123.437	113.939
Obrigações Sociais e Trabalhistas	(56)	(155)	7.595	3.656
Obrigações Societárias	(8.001)		(10.640)	(866)
Valores a Pagar de Parcela A e Outros Itens Financeiros			(45.439)	70.725
Benefícios Pós-Emprego			(257)	12.482
Obrigações Vinculadas a Concessão			(40.683)	89.706
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	2.471			
Demais Obrigações	527	90	8.214	1.854
	(3.926)	(6.040)	(269.132)	292.240
Caixa Proveniente das Atividades Operacionais				
Recebimento de Dividendos/Juros Sobre Capital Próprio	45.521	23.563	35.446	27.311
Juros Recebidos – Mútuo	897	753		
Pagamento de Imposto Renda e Contribuição Social			(32.713)	(4.575)
Pagamento de Encargos da Dívida			(66.218)	(48.125)
Pagamento de Riscos Trabalhista, Cível e Fiscais		(62)	(12.333)	(62)
	46.418	24.254	(75.818)	(25.451)
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades Operacionais	48.983	38.832	98.485	(23.976)

Brasília, 27 de março de 2017.

ARI JOAQUIM DA SILVA
Diretor-Presidente

PAULO AFONSO TEIXEIRA MACHADO
Diretor Técnico

LENER SILVA JAYME
Diretor de Planejamento Estratégico

FERNANDO OLIVEIRA FONSECA
Diretor Administrativo-Financeiro e de
Relações com Investidores

THIAGO CAVALCANTE SANTOS
Contador
CRC – DF 022977/0



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 fundamento 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



DECISÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO DA COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB

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

ARI JOAQUIM DA SILVA

EDUARDO LEVY CARDOSO MOREIRA

ENÉAS FERNANDES DE AGUIAR

JOSÉ JORGE DE VASCONCELOS LIMA

MARCELLO JOAQUIM PACHECO

RAFAEL GUARAGNA SOUZA

RICARDO BERNARDO DA SILVA

SAVIO DE FARIA CARAM ZUQUIM



COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA - CEB

CONSELHO FISCAL

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 àquelas 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.

DELMAR CARNEIRO DE AGUIAR

CARLOS EDUARDO DE FREITAS

JOSÉ AFONSO ZERBINI

LUIS ANTONIO ESTEVES NOEL

OLDAIR GERALDO GOMES

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 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 i). 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 à 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 alcançou a decadência legal, a ANEEL, para concluir quanto à exigibilidade ou não do referido montante, solicitou instrução de 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.

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.

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

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.

Realizamos procedimentos analíticos sobre a receita do 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.

Resposta da auditoria ao assunto

Os nossos procedimentos de auditoria incluíram a avaliação da estimativa definida pela Administração para constituição de provisão para créditos de liquidação duvidosa, realização de recálculo matemático da referida provisão e desafiamos 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.

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.

Reconhecimento de Benefícios Pós Emprego

Conforme nota explicativa nº 25, a controlada direta CEB Distribuição S.A. possui benefícios pós-emprego no

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).

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 revisarmos 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 nº 2.5.3 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).

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 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 reapresentadas 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, concluirmos que há distorção relevante no Relatório da Administração, somos requeridos a comunicar esse fato. Não temos nada a relatar a este respeito.

Responsabilidades da administração e da governança pelas demonstrações 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 planejarmos procedimentos de auditoria apropriados às circunstâncias, mas, não, com o objetivo de expressarmos opinião sobre a eficácia dos controles internos da Companhia e suas controladas.
- Avaliamos a adequação das políticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis e respectivas divulgações feitas pela administração.
- Concluimos sobre a adequação do uso, pela administração, da base contábil de continuidade operacional e, com base nas evidências de auditoria obtidas, se existe incerteza relevante em relação a eventos ou condições que possam levantar dúvida significativa em relação à capacidade de continuidade operacional da Companhia e suas controladas. Se concluirmos que existe incerteza relevante, devemos chamar atenção em nosso relatório de auditoria para as respectivas divulgações nas demonstrações contábeis, individuais e consolidadas, ou incluir modificação em nossa opinião, se as divulgações forem inadequadas. Nossas conclusões estão fundamentadas nas evidências de auditoria obtidas até a data de nosso relatório. Todavia, eventos ou condições futuras podem levar a Companhia e suas controladas a não mais se 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, conseqüentemente, 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 assuntos de auditoria. Descrevemos esses assuntos em nosso relatório de auditoria, a menos que lei ou regulamento tenha proibido divulgação pública do assunto, ou quando, em circunstâncias extremamente raras, determinarmos que o assunto não deve ser comunicado em nosso relatório porque as consequências adversas de tal comunicação podem, dentro de uma perspectiva razoável, superar os benefícios da comunicação para o interesse público.

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

DECLARAÇÃO DOS DIRETORES

Pelo presente instrumento, o Diretor Presidente e os demais Diretores da Companhia Energética de Brasília – CEB, sociedade de economia mista por ações, de capital aberto, com sede no Setor de Indústria e Abastecimento, Área de Serviços Públicos, Lote C, S I A, Brasília, inscrita no CNPJ sob nº. 00.070.698/0001-11, para fins do disposto nos incisos V e VI do artigo 25 da Instrução CVM nº 480, de 07 de dezembro de 2009, declaram que:

(I) reviram, discutiram e concordam com as opiniões expressas no Relatório de Auditoria da BDO RCS Auditores Independentes SS, relativamente às demonstrações financeiras da CEB referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016; e,

(II) reviram, discutiram e concordam com as demonstrações financeiras da CEB relativas ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2016.

Brasília, 28 de Março de 2017.

ARI JOAQUIM DA SILVA

Diretor-Presidente

PAULO AFONSO TEIXEIRA MACHADO

Diretor Técnico

FERNANDO OLIVEIRA FONSECA

Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores

LENER SILVA JAYME

Diretor de Planejamento Estratégico