

Relatório da Administração 2014



Companhia Energética de Brasília – CEB



MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO	3
CENÁRIO MACROECONÔMICO	5
PERFIL DA COMPANHIA	8
GOVERNANÇA CORPORATIVA	10
NEGÓCIOS DA COMPANHIA	12
DISTRIBUIÇÃO	12
CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.	12
GERAÇÃO	13
CEB GERAÇÃO S.A.	14
CEB LAJEADO S.A.	14
OUTROS NEGÓCIOS	16
CEB PARTICIPAÇÕES S.A.	16
COMPANHIA BRASILENSE DE GÁS S.A – CEBGÁS	16
EMPRESA COLIGADA.....	19
CORUMBÁ CONCESSÕES S.A.	19
EMPRESA CONTROLADA EM CONJUNTO.....	20
ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.	20
EMPRESA LIGADA	21
BSB ENERGÉTICA S.A.	21
DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO CONSOLIDADO	22
RESULTADOS CONSOLIDADOS	22
RESULTADO FINANCEIRO.....	27
OUTROS INDICADORES	28
GESTÃO DE PESSOAS	30
RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL	31
RESPONSABILIDADE AMBIENTAL	31
RESPONSABILIDADE SOCIAL	32
PERSPECTIVAS EMPRESARIAIS	33
AUDITORES INDEPENDENTES	37
DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS DE 2014	38
BALANÇOS PATRIMONIAIS.....	39
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS.....	40
DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES.....	41
DEMONSTRAÇÃO DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO	42
DEMONSTRAÇÕES DOS FLUXOS DE CAIXA – MÉTODO DIRETO	43
DEMONSTRAÇÕES DO VALOR ADICIONADO	44
NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS	45
RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS ..	144
PARECER DO CONSELHO FISCAL	145
DECISÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO	146
DECLARAÇÃO DOS DIRETORES	147

MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores e Senhoras Acionistas,

Em conformidade com a legislação em vigor e com as disposições estatutárias, apresentamos o Relatório da Administração, as Demonstrações Financeiras Consolidadas da Companhia Energética de Brasília – CEB e os pareceres dos Auditores Independentes e do Conselho Fiscal, referentes ao exercício social findo em 31 de dezembro de 2014.

Registre-se que os signatários das Demonstrações Financeiras e demais peças, relativas ao exercício de 2014, assumiram a gestão da CEB em 07 de janeiro de 2015, portanto, tais demonstrativos foram encerrados ainda sob a orientação da Administração que deixou a Companhia em 06 de janeiro de 2015.

O ano de 2014 foi um período de desafios e oportunidades para a Companhia. Seu principal desafio foi o de dar início ao processo de recuperação, em termos financeiros e de qualidade de serviços, da sua subsidiária integral, a CEB Distribuição S.A., que atende, em serviços de energia elétrica, uma população de 2,570 milhões de habitantes, distribuída em uma área de concessão de 5.779 Km².

Nesse sentido, a Distribuidora realizou o equivalente a R\$ 80,18 milhões de investimentos, aplicados em um conjunto de obras no sistema de distribuição, em alta e média tensões, que objetivaram, basicamente, a melhoria da qualidade do fornecimento de energia elétrica. Particularmente, vale destacar a conclusão dos investimentos destinados à região central de Brasília, para atendimento das elevadas exigências dos organizadores da Copa do Mundo.

É importante destacar que tais iniciativas já repercutiram favoravelmente nos índices de qualidade dos serviços prestados. O DEC (Duração Equivalente de Interrupção Por Unidade Consumidora) apurado em 2013 foi de 17,67 horas, enquanto no exercício de 2014 foi registrado 15,88 horas. Por sua vez, o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção Por Unidade Consumidora) evoluiu de 15,68 interrupções para 11,86 interrupções, nos mesmos períodos, respectivamente.

Foram também enfrentados os problemas comuns ao setor elétrico brasileiro: reservatórios das hidroelétricas com níveis baixos, elevação abrupta dos custos da compra de energia, além da restrição e elevação dos custos de empréstimos e financiamentos, entre outros.

Apesar desse ambiente vivido pelo setor elétrico, a Companhia, não obstante as suas dificuldades, não mediu esforços para buscar o melhor desempenho. O EBITDA

consolidado, em 2014, alcançou R\$ 71.658 mil, influenciado por ajustes pontuais e não recorrentes. Em 2013, esse agregado atingiu R\$ 8.657 mil.

Dessa forma, as condições de contorno que se apresentam exigem que o exercício de 2015 seja um período de ajustes importantes, principalmente na subsidiária integral CEB Distribuição S.A., para fundamentar perspectivas mais positivas de melhor desempenho. Nesse aspecto, cabe enfatizar que o setor elétrico brasileiro como um todo vem adotando medidas importantes que, certamente, darão mais consistência empresarial às distribuidoras ao longo do presente exercício.

No âmbito das empresas controladas e coligadas da Companhia as adequações já começaram. Várias medidas de reduções de custos e despesas já estão sendo implantadas, com ênfase para as contas do chamado PMSO (Pessoal, Materiais, Serviços de Terceiros e Outros), bem como ações direcionadas para a melhoria das receitas, por meio da diminuição de perdas e busca de novas receitas, notadamente através de uma melhor exploração da capacidade instalada.

Para 2015, o objetivo precípua será, então, o de interrompermos o ciclo de resultados negativos observados nos últimos anos, para alcançarmos uma trajetória que assegure desempenhos positivos, criando, assim, as condições imprescindíveis para a promoção do crescimento e desenvolvimento da Companhia.

Sob a ótica regulatória, o evento mais relevante que se aproxima diz respeito à prorrogação da atual concessão da Distribuidora, que se encerra em 07 de julho de 2015. Para assegurarmos êxito nesse processo, a CEB Distribuição S.A. já iniciou um amplo e consequente programa de ajustes internos, para que tudo ocorra de forma normal e sem sobressaltos.

Ainda sobre o tema da regulação, destaque-se que a CEB Distribuição S.A. participou, ativamente, no âmbito das entidades representativas do setor, para efetivar a Recomposição Tarifária Extraordinária – RTE, compondo as iniciativas que resultaram no reajuste de 24,14 % das tarifas de energia elétrica dos consumidores do Distrito Federal, que começaram a ser aplicadas a partir de 1º de março de 2015.

O reajuste autorizado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, por meio da RTE, teve como objetivo principal cobrir os custos já incorridos não cobertos pelos reajustes de tarifas ordinários, tais como os impactos decorrentes do aumento do valor da compra de energia; a compensação da elevação da tarifa de Itaipu Binacional (corrigida pelo dólar); e a recomposição da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Esse instrumento (RTE) é previsto nos contratos de concessão das distribuidoras e permite que a Agência Reguladora revise as tarifas, a fim de manter o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, quando da ocorrência de alterações significativas nos custos das distribuidoras. A título de exemplo, a energia comprada de Itaipu Binacional de

forma obrigatória pelas concessionárias, sofreu um reajuste, em janeiro de 2015, de 46,14%.

A ANEEL também reajustou os valores do mecanismo das bandeiras tarifárias que foram adotadas no início do exercício. A energia sob a Bandeira Vermelha, vigente a partir de 1º de março de 2015, por exemplo, passou de R\$ 3,00/100KWh para R\$ 5,50/100KWh.

Assim, para 2015, a expectativa é de um avanço substancial no desempenho global da CEB. Para tanto, estamos executando um meticuloso plano de reestruturação que envolve três fases básicas: austeridade e transparência; ajustes estruturais; e busca incessante de resultados favoráveis nas várias empresas controladas e coligadas que integram a Companhia.

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

CENÁRIO MACROECONÔMICO

ATIVIDADE ECONÔMICA

A desaceleração da economia brasileira é consequência de opções que se mostraram ineficientes após o período de valorização das *commodities*, assim como da falta de alternativa de modelo de desenvolvimento econômico sustentável para o País. De fato, no passado, o Brasil tornou-se muito dependente da exportação de certas *commodities*, tais como minério de ferro e soja, situação favorável numa conjuntura de preços em alta, que, de certo tempo para cá, alterou-se, uma vez que os preços baixaram, tendo como consequência, a revelação das fragilidades da economia brasileira.

Nesse contexto, destaque-se que o crescimento baseado apenas no aumento do consumo foi uma alternativa não sustentável, que vem perdendo força nos últimos anos, e que já repercute negativamente nas vendas do varejo, que também apresenta desaceleração, ano após ano.

Assim, depois de um crescimento acanhado nos últimos anos, segundo estimativas da Fundação Getúlio Vargas – FGV, divulgadas em fevereiro de 2015, o PIB brasileiro, encerrará o exercício de 2014 com um crescimento negativo de 0,1%, enquanto para 2015, haverá provável desempenho, também negativo, da ordem de 2%.

A consequência desse quadro foi a queda do PIB *per capita*, que chegou a alcançar um pico de 12.530 dólares em 2011, devendo recuar para 10.763 dólares em 2014, representando uma redução de 14%. Nos próximos dois anos, com a tendência à recessão ou de crescimento inferior à taxa de expansão demográfica, é provável que a renda per capita se reduza para 9.700 dólares em 2015, ensejando mais uma queda de 9,9%.

Portanto, reequilibrar as contas públicas do Brasil é uma tarefa urgente, que reclama um programa de reforma que busque soluções de longo prazo para a economia brasileira. Um novo ciclo de crescimento econômico dependerá de reformas que preconizem o aumento de produtividade. Essa providência poderia iniciar um ciclo virtuoso de crescimento, muito mais saudável, quando comparado com aquele experimentado em razão da valorização das *commodities*.

INFLAÇÃO

Com os gastos públicos descontrolados, além de outras condicionantes, a inflação, medida pelo Índice de Preço ao Consumidor Amplo – IPCA superou a meta do Banco Central, encerrando o exercício de 2014 com o percentual de 6,4% (muito próximo do teto superior da meta), enquanto a estimativa para 2015 é da ordem de 7,7%.

Em 2014, para tentar controlar a inflação, evitando que houvesse ultrapassagem do teto da meta, o governo conteve os preços administrados, como o de combustíveis, energia elétrica e transporte público. Em decorrência dessa decisão, haverá realimentação da inflação. Note-se que os primeiros meses de 2015 já registram reajustes dos preços administrados, com repercussões significativas nos índices inflacionários.

JUROS E CÂMBIO

A trajetória de aumento dos juros em 2014 que levou às maiores taxas do mundo (11,75% dos juros básicos), além de prejudicar todo o processo de estímulo ao investimento, ainda provoca um problema de difícil solução, que é relacionado com o câmbio.

Por outro lado, a retirada dos estímulos à economia pelo governo americano tende a colocar o dólar em trajetória de valorização, fato que provocará aumento do dispêndio com as importações inevitáveis, pressionando a inflação. Por sua vez, os fluxos de investimentos, pela mesma razão, estão se redirecionando das economias emergentes para a dos Estados Unidos.

Resta acompanhar o comportamento do câmbio em 2015 diante dessas componentes. Os primeiros meses indicam apreciação do dólar em relação ao real, uma vez que no primeiro trimestre, o dólar ultrapassou três reais. Há quem estime que tal comportamento persista ao longo do exercício, acomodando-se, em algum momento, em um patamar superior ao praticado nos últimos anos.

DEFICIT

O Brasil sofre com o problema de ter um estado que gasta muito e de maneira ineficaz. A despesa primária da união cresceu, em relação ao PIB, de 17,4% em 2010, para 19,5% em 2014. Além disso, a concessão de incentivos setoriais soma o equivalente a 10% do PIB.

As consequências desse modo de gestão tem sido um aumento do desequilíbrio das contas públicas, provocando correspondente acréscimo da dívida do governo. O resultado nominal em relação ao PIB foi um deficit 2,6% em 2011, e de 5,9% em 2014. Já a dívida bruta em relação ao PIB, aumentou de 53,4% em 2010, para 61,7% em 2014.

FORMAÇÃO BRUTA DE CAPITAL FIXO

O investimento em formação bruta de capital fixo depois de se aproximar de 20% do PIB em 2010 vem decrescendo sistematicamente, de tal forma que em 2014, deverá se reduzir a 16,7%.

Em síntese, para o Brasil redimensionar a economia, o governo necessita realizar alguns ajustes, principalmente na política fiscal, e superar os problemas que estão fragilizando o ambiente econômico desde 2011, retomando, o quanto antes, o crescimento sustentável, para não corrermos o risco da degradação dos avanços sociais conseguidos na década passada.

REFLEXOS DO CONTEXTO ECONÔMICO E FINANCEIRO NA CEB

A prática de juros básicos em patamares elevados aumenta os encargos das captações no mercado em geral, gerando despesas e resultados financeiros desconfortáveis para os contratantes de empréstimos e financiamentos. No caso da Companhia Energética de Brasília – CEB, essa assertiva não se aplica às empresas geradoras, posto que, em geral, estas foram construídas com recursos próprios (casos da Usina Paranoá e da Usina de Queimado), ou já amortizaram os financiamentos aplicados nas construções dos empreendimentos relacionados, exceto os casos da Corumbá Concessões S.A. (Usina Corumbá IV), que realizou operação financeira significativa em 2014, e da Energética Corumbá III S.A. (Usina Corumbá III), cujo financiamento foi amortizado em cerca de um terço (1/3) do montante original.

Ainda com relação às geradoras ou participações relacionadas com empreendimentos de geração, verifica-se que esses negócios, em geral, apresentam equilíbrio financeiro, mesmo diante da crise hídrica que foi aprofundada no exercício que se encerra, restando apenas a atenção particular que deve ser dedicada à Corumbá Concessões S.A., que emitiu debêntures em 2014, também para formação de caixa para esse fim.

O mesmo não pode ser dito com relação à CEB Distribuição S.A., uma vez que a empresa distribuidora apresenta uma estrutura de capital bastante desfavorável e tem requerido, frequentemente, capital de giro para continuidade de suas atividades.

Assim, no exercício de 2014, em função da acentuada necessidade de caixa provocada por fatores exógenos, combinada com os altos custos das despesas operacionais (pessoal, materiais, serviços de terceiros e outros), a empresa foi submetida à necessidade de demandar no mercado captações desfavoráveis, que em alguma medida, tende a acontecer também no exercício de 2015.

Isso posto, restará à administração da Companhia Energética de Brasília – CEB e da CEB Distribuição S.A., trabalhar no limite máximo de suas competências, para encontrar alternativas que possibilitem a superação das dificuldades que se anunciam, assegurando o início de uma trajetória que permita o alcance de resultados favoráveis, assim como a melhoria da gestão financeira.

PERFIL DA COMPANHIA

COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA – CEB

A Companhia Energética de Brasília – CEB teve sua origem na Companhia de Eletricidade de Brasília – CEB, criada em 16 de dezembro de 1968, que, por sua vez, teve sua origem a partir do Departamento de Força e Luz, unidade administrativa da NOVA-CAP.

No início da década de noventa, a Companhia destinou investimentos em novos negócios e mudou sua denominação para Companhia Energética de Brasília – CEB, de acordo com a Lei N° 383, de 16 de dezembro de 1992.

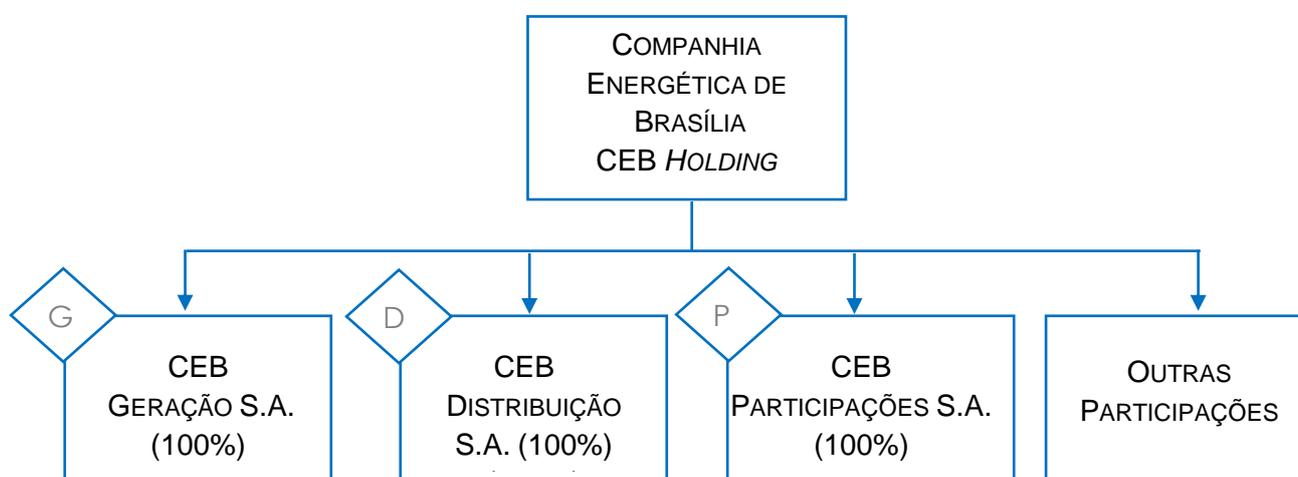
De fato, em 1993 foi obtida a concessão para exploração de gás canalizado no Distrito Federal, e em 1994, iniciou-se o processo de participação da Companhia em consórcios de geração de energia elétrica por meio de aproveitamentos hidrelétricos.

Posteriormente, em atendimento ao disposto na Lei N° 10.848, de 15 de março de 2004, e à Resolução Autorizativa N° 318/ANEEL, de 14 de janeiro de 2005, a CEB foi submetida, em 2006, à reestruturação societária. A concessão de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal foi vertida para a CEB Distribuição S.A., e as de geração para as empresas CEB Geração S.A. e CEB Participações S.A. – CEBPAR.

Dessa forma, a Companhia Energética de Brasília – CEB tornou-se controladora de empresas no ramo de energia (geração, participações e distribuição de energia elétrica), tendo também empresas coligadas e uma empresa ligada. As empresas controladas são as seguintes: CEB Distribuição S.A., no ramo de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal; CEB Geração S.A., geradora de energia elétrica; CEB Participações S.A., que detém participação acionária e cota de outras empresas energéticas; CEB Lajeado S.A., que comercializa cota de energia elétrica oriunda da Usina Luís Eduardo Magalhães; e Companhia Brasiliense de Gás S.A. – CEBGAS, exploradora, com exclusividade, do

serviço de distribuição e comercialização de gás natural no Distrito Federal. As empresas Corumbá Concessões S.A. e Energética Corumbá III S.A. são geradoras de energia elétrica na condição de produtoras independentes, a primeira, coligada, e a segunda, controlada em conjunto, enquanto a BSB Energética S.A., constituída com o fim de construir Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs, representa uma empresa classificada como ligada, em função do baixo percentual de participação da CEB no negócio (9%).

ORGANIZAÇÃO SOCIETÁRIA



COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA – CONSOLIDADO (EM NÚMEROS) – 2014/2013

ECONÔMICO – FINANCEIRO CONSOLIDADO – (R\$ MIL)	2014	2013
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	2.839.685	2.211.541
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.122.783	1.608.673
RESULTADO OPERACIONAL LÍQUIDO ANTES DOS TRIBUTOS	8.440	(44.878)
EBITDA	71.658	8.657
LUCRO LÍQUIDO/PREJUÍZO CONSOLIDADO	(96.319)	(75.163)
ATRIBUÍDO AO ACIONISTA CONTROLADOR	(106.107)	(95.621)
ATRIBUÍDO AO ACIONISTA NÃO CONTROLADOR	9.788	20.458
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	402.143	542.764

Fonte: Demonstrações Contábeis da Companhia Energética de Brasília – CEB

A Companhia Energética de Brasília – CEB registrou prejuízo consolidado de R\$ 96.319 mil no exercício de 2014, que representa um aumento de 28,1% sobre o resultado negativo de 2013 (R\$ 75.163 mil). Esse resultado foi fortemente impactado pelo au-

mento considerável do Custo da Energia Comprada para Revenda, em função dos efeitos do risco hidrológico e do custo variável das termelétricas contratadas em leilões por disponibilidade.

Do prejuízo total consolidado, R\$ 106.107 mil foram atribuídos ao acionista controlador, e um lucro de R\$ 9.788 mil, foi atribuído aos acionistas não controladores.

O EBITDA (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) aumentou em 727,7% em 2014 (R\$ 71.658 mil), quando comparado com os R\$ 8.657 mil apurados em 2013. A margem EBITDA em 2014 foi de 3,40 pontos percentuais, enquanto em 2013, foi de 0,54%. O principal fator de contribuição para formação do EBITDA no exercício de 2014 foi o reconhecimento dos Ativos e Passivos Regulatórios e o reajuste tarifário ocorrido no 4º trimestre do exercício, apesar do elevado Custo de Energia no período (R\$ 1.390,8 milhões), que representou um aumento de 47,5% em relação ao ano de 2013.

Outros eventos relevantes que repercutiram no EBITDA de forma negativa foram os seguintes: o reconhecimento pela Coligada Corumbá Concessões S.A de provisão para riscos de natureza cível, devido à decisão arbitral favorável ao reclamante, o acionista Serveng Civilsan S.A. O valor provisionado foi de R\$ 118,2 milhões, produzindo um impacto negativo na Coligada de R\$ 78,0 milhões. Deste total, R\$ 35,5 milhões foram reconhecidos na CEB via equivalência patrimonial; e a constituição de Estimativa de Perdas com Crédito de Liquidação Duvidosa relativa a créditos a receber do Governo do Distrito Federal, no montante de R\$ 47,7 milhões.

GOVERNANÇA CORPORATIVA

ESTRUTURA SOCIETÁRIA

A Companhia Energética de Brasília – CEB é uma sociedade de economia mista, de capital aberto, regida pela Lei das Sociedades Anônimas, 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 – BOVESPA, 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 2014, o Capital Social da CEB, no montante de R\$ 342.056.165,62 (trezentos e quarenta e dois milhões, cinquenta e seis mil, cento e sessenta e cinco reais e sessenta e dois centavos), apresentou a seguinte composição:

ACIONISTAS	Ações Ordinárias		Ações Preferenciais	
	Quantidade	%	Quantidade	%
DISTRITO FEDERAL – DF	4.088.677	89,34	2.265.601	49,18
OUTROS ACIONISTAS	487.755	10,66	2.341.425	50,82
TOTAL	4.576.432	100,00	4.607.026	100,00

Fonte: Composição Acionária em 31 de dezembro de 2014.

ESTRUTURA DE GOVERNANÇA CORPORATIVA

A Governança Corporativa da CEB é representada pelos relacionamentos da Administração, constituída pela Assembleia Geral de Acionistas, Conselho de Administração, Diretoria e Conselho Fiscal.

ASSEMBLEIA GERAL DE ACIONISTAS

Além dos casos previstos em lei, a Assembleia Geral de Acionistas reúne-se, extraordinariamente e, em especial, com os objetivos de: proceder ao aumento do Capital Social; promover operações de cisão, fusão, transformação ou incorporação; permutar ações ou outros valores mobiliários; reformar o Estatuto Social e deliberar sobre outros assuntos que forem propostos pelo Conselho de Administração ou pelo Conselho Fiscal.

CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

O Conselho de Administração é composto por nove membros, com reputação ilibada e idoneidade moral, eleitos pela Assembleia Geral, todos com prazo de gestão de dois anos, permitida a reeleição. Dentre os membros do Conselho, um será o Diretor-Presidente da CEB e outro será um funcionário ativo da Companhia.

DIRETORIA

A Diretoria é um órgão executivo e constitui-se de um Diretor-Presidente e de três Diretores, eleitos pelo Conselho de Administração, com mandato de 2 anos, que exercem suas funções em regime de tempo integral, nas seguintes áreas de atividade: Presidência; Diretoria Técnica, Diretoria de Geração e Negócios e Diretoria Administrativo-Financeira e de Relações com Investidores. As decisões regulamentares e estatutárias da Diretoria são tomadas em reunião semanal e constituem o processo deliberativo em que as matérias de interesse de cada Diretoria são submetidas.

CONSELHO FISCAL

O Conselho Fiscal compõe-se de membros efetivos e respectivos suplentes, residentes no País, acionistas ou não, eleitos pela Assembleia Geral Ordinária – AGO para mandato de um ano (compreendido entre as AGO's), podendo ser reeleitos, observando-se os requisitos e impedimentos fixados pela legislação vigente.

NEGÓCIOS DA COMPANHIA

DISTRIBUIÇÃO

CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.

A CEB Distribuição S.A. é uma subsidiária integral da Companhia Energética de Brasília – CEB e tem por objeto a distribuição e comercialização de energia elétrica no Distrito Federal, nos termos do Contrato de Concessão Nº 66/1999 – Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ou em outras áreas do País, cuja concessão para exploração seja-lhe outorgada.

A Empresa foi criada pela Lei Distrital Nº 2.710, de 24 de maio de 2001, e constituída por intermédio de escritura pública de 20 de junho de 2005. A CEB Distribuição S.A. é uma sociedade de economia mista, regida pela Lei das Sociedades Anônimas, e segue as orientações do Ministério das Minas e Energia – MME e da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, órgão regulador da concessão. Seus ativos são resultantes da versão de parte do patrimônio da CEB, em função da reestruturação societária realizada em 12 de janeiro de 2006, nos termos das Resoluções Nº 167/2001, Nº 593/2002 e Nº 22/2003 e da Resolução Autorizativa Nº 318/2005 da ANEEL.

A área de concessão da CEB Distribuição S.A., corresponde a 5.779 Km² e abrange todo o Distrito Federal, dividido em regiões administrativas, atendendo a 980.969 clientes.

O sistema de distribuição da Empresa, nas tensões entre 15 e 138 kV, encontra-se interligado com o sistema supridor de FURNAS e constitui-se, atualmente, de 40 subestações, sendo 20 alimentadas em 138 kV, 05 em 69 kV e 15 em 34,5 kV, perfazendo a capacidade instalada de transformação total de 2.608 MVA.

O suprimento de energia ao Distrito Federal é realizado, principalmente, por FURNAS, por meio das Subestações Brasília Sul – 345/138 kV, Brasília Geral – 230/34,5 kV e Samambaia – 345/138 kV, com capacidades de 900 MVA, 240 MVA e 450 MVA, respectivamente; pela Usina Corumbá IV, com 127 MW de potência instalada; e pela Usina Corumbá III, com 93 MW de potência instalada.

A interligação dessas subestações é realizada por meio de um sistema de distribuição constituído por Linhas de 138 kV, 69 kV e 34,5 kV, com extensão de 1.124 km.

Complementarmente, em 2014, a Empresa atingiu cerca de 9.725 km em extensão de redes de distribuição de 15 kV.

No mesmo exercício, foram destinados recursos para construção de importantes subestações estruturantes, contemplando também as respectivas linhas de transmissão associadas, em 138 kV, que estão recebendo investimentos em média e baixa tensões. Destaque-se nesse aspecto, a SE – Taguatinga Norte, já concluída, e a SE – Noroeste, em fase de conclusão, que suportarão as cargas das respectivas localidades e regiões adjacentes.

CEB DISTRIBUIÇÃO S.A. (EM NÚMEROS) – 2014/2013

ECONÔMICO – FINANCEIRO – (R\$ MIL)	2014	2013
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	2.724.651	2.128.248
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.029.225	1.545.727
RESULTADO OPERACIONAL LÍQUIDO ANTES DOS TRIBUTOS	9.801	(133.600)
EBITDA	78.641	(84.256)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO)	(88.863)	(145.269)
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	103.749	220.937

Fonte: Demonstrações Contábeis da CEB Distribuição S.A.

O ano de 2014 notabilizou-se por uma conjuntura muito desfavorável para o setor elétrico brasileiro, com repercussões em dimensões raras para todos os agentes do setor, em particular, as distribuidoras. Tal conjuntura, em parte, foi causada pela crise hídrica que se abateu sobre a maioria dos submercados, iniciada nos últimos anos e agravada no exercício de 2014, mas, também, por questões gerenciais.

Apenas para destacar repercussões do ambiente empresarial que se estabeleceu, em especial no âmbito da Distribuidora, ressalte-se que a conjuntura em pauta causou o aumento da volatilidade dos custos de energia e afetou, sobremaneira, os resultados econômico-financeiros da CEB Distribuição S.A. nos exercícios de 2013 e 2014.

Do ponto de vista contábil, com o advento da Orientação Técnica OCPC 08, aprovada em 28 de novembro de 2014, referente ao reconhecimento dos valores da Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) e outros itens financeiros na receita (da ordem de R\$ 241,4 milhões), assim como o aumento do recebimento de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (cerca de R\$ 19,0 milhões a mais que em 2013), houve uma apuração pontual favorável e significativa dos resultados de 2014, quando comparados com os praticados em 2013.

Finalmente, destaque-se que a aplicação da citada norma também causou um notável aumento do indicador de geração de caixa da Empresa, mensurado pelo EBITDA.

Tal resultado, porém, mostrou-se insuficiente para reverter o prejuízo líquido de 2013 em lucro, embora tenha ocorrido uma relevante redução do prejuízo no período.

GERAÇÃO

CEB GERAÇÃO S.A.

A CEB Geração S.A., subsidiária integral da Companhia Energética de Brasília – CEB é uma Sociedade por ações, com personalidade jurídica de direito privado, patrimônio próprio e autonomia administrativa e financeira.

A Empresa 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 Térmica Brasília (UTE) com 10 MW.

O empreendimento UTE Brasília fica disponibilizado para o Operador Nacional do Sistema – ONS para ser despachado em casos extremos de falta de energia no sistema elétrico brasileiro. Tal possibilidade é remota em função da baixa probabilidade de ocorrência do mencionado evento, além do elevado custo de operação das unidades geradoras. Em 2014 não houve geração de energia por intermédio da UTE e no final do exercício, a ANEEL deu início ao processo de caducidade da usina. Por outro lado, a concessão encerrar-se-á em 07 de julho de 2015 e o pedido de renovação encaminhado pela CEB Geração S.A. para o órgão regulador foi negado.

CEB GERAÇÃO S.A. (EM NÚMEROS) – 2014/2013

ECONÔMICO – FINANCEIRO – (R\$ MIL)	2014	2013
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	18.727	17.121
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	17.713	16.262
RESULTADO OPERACIONAL LÍQUIDO ANTES DOS TRIBUTOS	8.957	8.723
EBITDA	8.217	8.395
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO)	8.018	7.977
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	12.281	13.941

Fonte: Demonstrações Contábeis da CEB Geração S.A.

A CEB Geração S.A. vem apresentando estabilidade na apuração dos seus resultados nos últimos anos, oriundos, basicamente, da comercialização da energia gerada pela Usina Paranoá. Tal comportamento deverá ser mantido até o final da concessão, que ocorrerá em julho de 2019. Há ainda um evento relevante que poderá acontecer no exercício de 2015, que, potencialmente, produzirá receitas pontuais e não operacionais relacionadas com o processo de caducidade ou de não renovação da concessão da Usina Térmica. Em ambos os casos, poderão ocorrer as destinações das máquinas, assim como dos imóveis onde estão instaladas, para a CEB Geração S.A..

CEB LAJEADO S.A.

A CEB Lajeado S.A. é uma sociedade por ações, controlada pela Companhia Energética de Brasília – CEB, com 59,93% (cinquenta e nove vírgula noventa e três por cento) das ações ordinárias. A empresa desenvolve atividades de comercialização de 19,80% da energia elétrica produzida pela UHE – Luís Eduardo Magalhães. A Usina, localizada no Rio Tocantins, municípios de Palmas e Miracema do Tocantins, no Estado do Tocantins, apresenta potência instalada de 902,5 MW e prazo de concessão até 2032.

CEB LAJEADO S.A. (EM NÚMEROS) – 2014/2013

ECONÔMICO – FINANCEIRO – (R\$ MIL)	2014	2013
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	131.290	125.494
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	117.966	112.758
RESULTADO OPERACIONAL LÍQUIDO ANTES DOS TRIBUTOS	23.576	17.812
EBITDA	24.189	60.165
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO)	18.517	37.883
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	330.218	359.968

Fonte: Demonstrações Contábeis da CEB Lajeado S.A.

Após a amortização da maior parte dos financiamentos contraídos para construção da Usina Luís Eduardo Magalhães, os resultados líquidos apurados pela CEB Lajeado S.A. vêm se mantendo consistentes, com montantes semelhantes àquele registrado em 2013 (Lucro Líquido de R\$ 37.883 mil).

Contudo, para o setor elétrico, o exercício de 2014 foi um ano difícil, tendo se caracterizado pela escassez generalizada de chuvas e intenso despacho das termelétricas, de forma a preservar os reservatórios. Como consequência, a geração do sistema como um todo, no contexto do Mecanismo de Realocação de Energia – MRE, não alcançou o mínimo esperado, provocando ajustes prejudiciais para os resultados da CEB Lajeado S.A..

Enquanto participante deste mecanismo de compartilhamento de risco hidrológico, a empresa cedeu parte de sua geração ao sistema a preços reduzidos, sendo obrigada a adquirir energia no mercado de curto prazo com preços maiores, de forma a honrar seu contrato de comercialização de energia com a CEB Distribuição S.A.. Ressalte-se que, em geral, tal mecanismo produz resultados favoráveis para as geradoras, quando o problema é localizado e não generalizado. Entretanto, quando da ocorrência de evento das dimensões verificadas em 2014 (dificuldades de geração em praticamente todos os mercados), pode acontecer os efeitos indesejáveis registrados.

Essa foi a principal causa da redução do resultado da empresa, quando comparado com o mencionado patamar que vinha sendo observado no passado recente.

Entretanto, com as medidas regulatórias que estão em curso no presente exercício de 2015, dentre elas a limitação do preço da energia de curto prazo no valor máximo

de R\$ 388,48, muito inferior àquele que chegou a ocorrer em 2014, no montante de R\$ 822,83, há a expectativa de que a exposição se reduza, situação que favorecerá o retorno de lucros líquidos nas dimensões referenciadas.

Contrapondo essa assertiva, há riscos de em 2015 termos um processo de racionalização ou até mesmo de racionamento, que pode afetar o desempenho da CEB Lajeado S.A.. De qualquer forma, esses eventos são de origem externa à gestão do negócio, que permitem ações preventivas limitadas. No entanto, a Administração da empresa está atenta os acontecimentos e tomará as medidas cabíveis, ainda que restritas, em tempo hábil.

Não obstante, no exercício de 2015, a Administração do negócio destinará especial atenção para dotar a Empresa de recursos financeiros para enfrentamento de eventuais necessidades decorrentes de uma indesejada continuidade da crise hídrica comentada.

OUTROS NEGÓCIOS

CEB PARTICIPAÇÕES S.A.

A CEB Participações S.A. é uma sociedade por ações, constituída como subsidiária integral da Companhia Energética de Brasília – CEB, e tem como atividade principal a compra e venda de participações acionárias ou cotas de outras empresas energéticas, de telecomunicações e de transmissão de dados.

A empresa participa com 17,5% do Consórcio CEB-CEMIG, que explora a Usina Hidrelétrica de Queimado, com potência instalada de 105 MW. A Companhia comercializa a sua cota-parte de energia elétrica. A Usina localiza-se no Rio Preto, entre os municípios de Unaí, no Estado de Minas Gerais e Cristalina, no Estado de Goiás.

A CEB Participações S.A. detém ainda, participação acionária na empresa Corumbá Concessões S.A. (2,12% do total das ações), que tem como empreendimento associado a UHE Corumbá IV.

CEB PARTICIPAÇÕES S.A. (EM NÚMEROS) – 2014/2013

ECONÔMICO – FINANCEIRO – (R\$ MIL)	2014	2013
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	14.412	14.089
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	13.726	13.360
RESULTADO OPERACIONAL LÍQUIDO ANTES DOS TRIBUTOS	551	7.850
EBITDA	(613)	6.909
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO)	(659)	6.234
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	43.321	50.885

Fonte: Demonstrações Contábeis da CEB Participações S.A.

A receita da CEB Participações S.A. é proveniente, em sua maior parte, da comercialização da energia gerada pela Usina Hidrelétrica de Queimado, complementada por aplicações financeiras, pelos recursos oriundos do contrato de prestação de serviços administrativo-financeiros prestados para o Consórcio Cemig-CEB, e de distribuição de lucros da participação acionária na empresa Corumbá Concessões S.A..

Historicamente, os resultados da empresa têm sido positivos, contudo, particularmente no último exercício, os geradores de energia de origem hídrica, incluindo a CEB Participações S.A., também foram submetidos a dificuldades relacionadas com o baixo nível dos reservatórios, que forçou a redução dos despachos das hidrelétricas e, praticamente, todas as termelétricas disponíveis foram acionadas, de maneira a assegurar o abastecimento dos consumidores.

Assim, durante meses, as hidrelétricas geraram montantes inferiores à garantia física, fato que reduziu a alocação de energia secundária e, portanto, dificultou as transações no Mercado de Curto Prazo, causando exposições ao Preço de Liquidação das Diferenças – PLD.

A CEB Participações S.A. recorreu a esse Mercado de Curto Prazo no exercício 2014, recepcionando as conseqüentes repercussões que causaram resultado negativo de R\$ 659 mil, basicamente, em decorrência do custo dessa energia de curto prazo e, também, da perda ocasionada na apuração da equivalência patrimonial relativa à participação da Empresa por meio de ações na Corumbá Concessões S.A..

A Administração tem a expectativa de que nos exercícios vindouros ocorrerão resultados positivos na Corumbá Concessões S.A., ainda que modestos, ocasionando, no âmbito da CEB Participações S.A., apurações favoráveis de equivalência patrimonial ano a ano.

Por outro lado, eventuais necessidades de aquisições de energia de curto prazo decorrentes da crise hídrica que provavelmente persistirá em 2015, dessa vez ocorrerão de acordo com a Decisão da ANEEL (NT N° 001/2014-ASD-SEM-SRG/ANEEL), que limitou o teto máximo do valor do Preço da Liquidação das Diferenças – PLD para R\$ 388,48 por MWh.

Note-se que a combinação desses dois fatores (resultados positivos na Corumbá Concessões S.A. e limitação do Preço de Liquidação de Diferenças), contribuirá para que a CEB Participações S.A. volte às históricas apurações de lucros nos próximos exercícios.

Relativizando essa expectativa, há riscos de no corrente exercício ocorrer redução do consumo de energia, seja em função de incentivos à racionalização, seja por meio de racionamento. Em ambas as hipóteses, ocorrerão impactos na receita das geradoras em geral e, portanto, em seus resultados.

Registre-se, finalmente, que a Administração da Empresa conseguiu assegurar recursos em caixa capazes de suportar eventuais demandas decorrentes da crise hídrica destacada, no caso de persistência desse evento no exercício de 2015.

COMPANHIA BRASILIENSE DE GÁS – CEBGÁS

A Companhia Brasileira de Gás – CEBGAS é uma sociedade de economia mista, controlada pela Companhia Energética de Brasília – CEB, com 51% (cinquenta e um por cento) das ações ordinárias. A Companhia tem por objeto social a exploração, com exclusividade, dos serviços de distribuição e comercialização de gás natural canalizado, de produção própria ou de terceiros, podendo inclusive importar, para fins comerciais, industriais, residenciais, automotivos, geração termelétrica ou quaisquer outras finalidades e usos possibilitados pelos avanços tecnológicos, em toda a área do Distrito Federal. A concessão encerra-se em 10 de janeiro de 2030, podendo ser prorrogada por até 30 (trinta) anos.

COMPANHIA BRASILIENSE DE GÁS S.A. (EM NÚMEROS) – 2014/2013

ECONÔMICO – FINANCEIRO – (R\$ MIL)	2014	2013
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	4.608	5.575
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.629	4.390
RESULTADO OPERACIONAL LÍQUIDO ANTES DOS TRIBUTOS	(569)	(541)
EBITDA	(296)	(292)
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO)	(519)	(541)
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.662	1.905

Fonte: Demonstrações Contábeis da Companhia Brasileira de Gás S.A.

O primeiro desafio para distribuição do gás canalizado é o desenvolvimento de um processo logístico confiável 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.

Importa destacar que a Companhia Brasileira de Gás S.A conseguiu implementar a comercialização do Gás Natural Veicular – GNV em dois postos de combustíveis em Brasília: um no Núcleo Bandeirante e outro no Setor de Indústrias – SIA. Encontra-se ainda em negociação, a implementação do Gás Natural Veicular – GNV em um terceiro posto. Além disso, algumas propostas estão sendo negociadas para a comercialização do Gás Natural no segmento industrial.

O gás natural liquefeito é suprido para a CEBGAS pela empresa GNL GEMINI Logística e Comercialização de Gás Ltda – GEMINI, uma sociedade formada entre a WHITE MARTINS, a PETROBRAS e a GASPETRO.

A planta de liquefação de gás natural da GEMINI se situa na cidade de Paulínia – SP, e iniciou suas operações em 2006, com capacidade de produção de 380.000 m³/dia de Gás Natural Liquefeito – GNL.

A alternativa para redução do prejuízo que vem sendo apurado no negócio anualmente, seria a estruturação de projeto para conectar o gasoduto Bolívia-Brasil – GASBOL ao Distrito Federal, o que compete à União, por força do artigo 177 da Constituição da República.

Não obstante, cabe destacar que, sem contar com o gás natural a um preço competitivo, o consumidor não encontrará motivo para aderir ao uso desse energético e, conseqüentemente, gozar de todos os benefícios que este uso promove, como também a CEBGAS não conseguirá comercializar volume bastante para obter uma receita que possa trazer rentabilidade para a Empresa.

Finalmente, cabe comentar que persiste as apurações de prejuízos anuais de pequena dimensões (da ordem de R\$ 500 mil), enquanto tem sido aguardado um encaminhamento que justifique a criação do negócio, sob o argumento da manutenção de uma posição estratégica da distribuição desse energético no Distrito Federal.

EMPRESAS COLIGADA

CORUMBÁ CONCESSÕES S.A.

A Corumbá Concessões S.A. é uma sociedade por ações, concessionária do serviço público de energia elétrica constituída para a exploração da Usina Hidrelétrica de Corumbá IV, com potência instalada de 127 MW e concessão a se encerrar em 2035. A Empresa atua na geração de energia, na condição de produtora independente. A usina localiza-se no Rio Corumbá, municípios de Luziânia, Santo Antonio do Descoberto, Alexânia, Abadiânia e Silvânia, todos no Estado de Goiás.

CORUMBÁ CONCESSÕES S.A. (EM NÚMEROS) – 2014/2013

ECONÔMICO – FINANCEIRO – (R\$ MIL)	2014	2013
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	143.985	166.317
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	138.489	159.321
RESULTADO OPERACIONAL LÍQUIDO ANTES DOS TRIBUTOS	(112.768)	63.437
EBITDA	(46.610)	124.737
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO)	(74.049)	41.975
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	194.998	262.364

Fonte: Demonstrações Contábeis da Corumbá Concessões S.A.

Os resultados apurados pela Corumbá Concessões S.A. em 2014 foram muito desfavoráveis, quando comparados com os 2013.

Dois fatores preponderantes foram responsáveis por esse comportamento empresarial: o primeiro, diz respeito à crise setorial exarcebada com o problema da escassez hídrica, com as repercussões já conhecidas nas geradoras; o segundo, refere-se à perda da questão arbitral demandada pela Serveng Civilsan S.A. contra a Corumbá Concessões S.A., relativa a questões da época da construção da Usina Corumbá IV.

Em decorrência desse quadro, houve resultados negativos em todos os níveis de apuração, causando ainda, a redução do Patrimônio Líquido de R\$ 262.364 mil em 2013, para R\$ 194.998 mil em 2014.

Por outro lado, para suprir os recursos para pagamento da referida perda arbitral, foi concebida uma operação de financiamento de grande porte, que terá repercussões

nos futuros resultados da Empresa, uma vez que as margens para obtenção de lucros foram reduzidas, em função das despesas financeiras da citada captação.

Assim, restará aos acionistas, destinar atenção redobrada para o desempenho do negócio, de maneira a preservar uma rentabilidade mínima que justifique o investimento realizado.

EMPRESA CONTROLADA EM CONJUNTO

ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A.

A Energética Corumbá III S.A. é uma sociedade por ações, constituída em 25 de julho de 2001, que detém 40% do Consórcio Empreendedor UHE Corumbá III, tendo como consorciada a empresa Neoenergia S.A., com parcela restante de 60%. A empresa é concessionária de serviços públicos de energia elétrica, na condição de produtora independente da UHE Corumbá III, com potência instalada de 93,6 MW e com prazo de concessão a encerrar-se em 2036. A UHE está localizada no Rio Corumbá, município de Luziânia, Estado de Goiás.

ENERGÉTICA CORUMBÁ III S.A. (EM NÚMEROS) – 2014/2013

ECONÔMICO – FINANCEIRO – (R\$ MIL)	2014	2013
RECEITA OPERACIONAL BRUTA	35.095	35.357
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	35.387	33.726
RESULTADO OPERACIONAL LÍQUIDO ANTES DOS TRIBUTOS	6.071	13.501
EBITDA	15.265	23.704
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO)	4.752	12.326
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	151.394	147.608

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

Assim como os demais negócios relacionados com a produção de energia de origem hídrica, a Energética Corumbá III S.A. também foi submetida às dificuldades causadas pela crise hidrológica que acentuou-se em 2014.

A nota positiva, diz respeito ao fato da Empresa notabilizar-se pela prática de baixos custos operacionais, resultando uma situação empresarial equilibrada, que foi capaz de fazer frente aos custos impostos pela exposição ao Mercado de Curto Prazo para honrar o contrato de suprimento efetivado com a CEB Distribuição S.A..

Destaque-se, portanto, que o negócio registrou lucro em 2014, ainda que abaixo dos resultados anuais que vinham sendo praticados desde a entrada em operação da Usina Hidrelétrica Corumbá III.

Para o exercício de 2015, a Administração está mantendo caixa preventivo, visando eventual enfrentamento das necessidades decorrentes da continuidade da citada crise hídrica.

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.

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..

BSB ENERGÉTICA S.A. (EM NÚMEROS) – 2014/2013

ECONÔMICO – FINANCEIRO – (R\$ MIL)	2014	2013
RESULTADO OPERACIONAL LÍQUIDO ANTES DOS TRIBUTOS	(7.800)	7.662
LUCRO LÍQUIDO (PREJUÍZO)	(7.803)	7.662
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	16.135	28.093

Fonte: Demonstrações Contábeis da BSB Energética S.A.

A crise hidrológica ocorrida em 2014 também afetou as produções de energia por meio de Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCHs.

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

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

Nos exercícios de 2011, 2012 e 2013, foram distribuídos dividendos relativos à participação de 9% da CEB na BSB Energética S.A., correspondentes a R\$ 594 mil, R\$ 517 mil e R\$ 520 mil, respectivamente.

Em função do mencionado problema hidrológico, a BSB Energética S.A. registrou prejuízo no exercício de 2014, rompendo a trajetória de resultados positivos que ocorreram desde a entrada em operação dos empreendimentos associados.

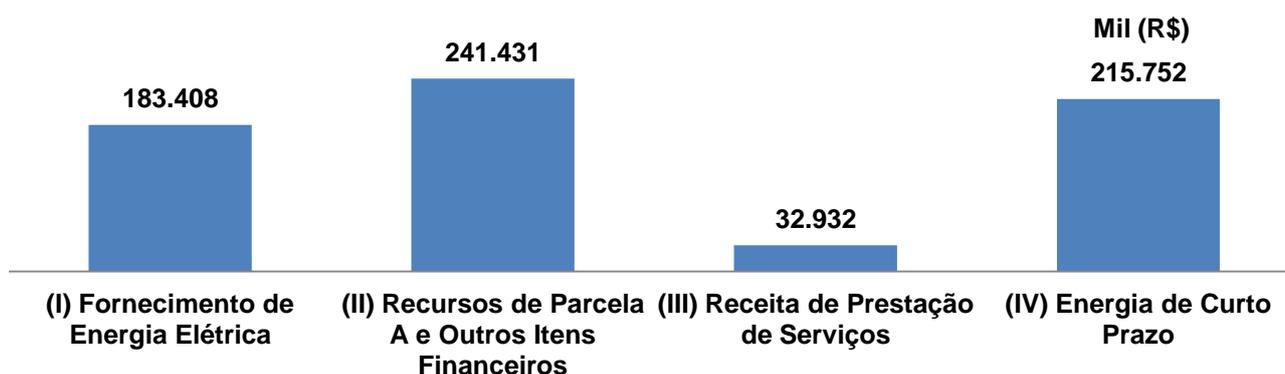
DESEMPENHO ECONÔMICO – FINANCEIRO CONSOLIDADO

RESULTADOS CONSOLIDADOS

Receita Operacional Bruta

Receita Bruta – R\$ Mil	2014	2013	Δ Ano	
			(R\$ Mil)	(%)
Fornecimento de Energia Elétrica	1.972.674	1.789.266	183.408	10,3
Recursos de Parcela A e Outros Itens Financeiros	241.431		241.431	
Receita de Construção	121.314	186.967	(65.653)	(35,1)
Receita de Prestação de Serviços	80.086	47.154	32.932	69,8
Aporte de Recursos da CDE	38.630	18.892	19.738	104,5
Energia de Curto Prazo	305.068	89.316	215.752	241,6
Suprimento de Energia	32.500	30.297	2.203	7,3
Disponibilidade do Sistema de Distribuição	17.396	17.602	(206)	(1,2)
Receita de Venda de Gás	4.608	5.575	(967)	(17,3)
Outras Receitas	25.978	26.472	(494)	(1,9)
Receita Operacional Bruta	2.839.685	2.211.541	628.144	28,4
Deduções da Receita Operacional Bruta	(716.902)	(602.868)	(114.034)	18,9
Receita Operacional Líquida	2.122.783	1.608.673	514.110	32,0

A Receita Operacional Bruta consolidada apurada no ano de 2014 totalizou R\$ 2.839,6 milhões, R\$ 628,1 milhões superior à receita obtida no ano de 2013, correspondente a R\$ 2.211 milhões. As principais variações foram:



(I) Em 2014, a receita de Fornecimento de Energia Elétrica foi de R\$ 1.972,6 milhões, R\$ 183,4 milhões superior à obtida em 2013 (10,3% em termos percentuais). O crescimento apresentado no ano de 2014 está diretamente ligado ao reajuste tarifário concedido pela ANEEL no percentual de 18,88%, que passou a ser aplicado a partir de 26 de agosto de 2014, portanto, produzindo uma repercussão da ordem de 6,3% na apuração da receita do exercício; e aos crescimentos do número de unidades consumidoras em 3,3%, que contribuiu e elevou o consumo em 3,6% (desconsiderando o consumo próprio).

(II) A receita de Recursos da Parcela A e Outros Itens Financeiros no ano de 2014, ocorreu devido à contabilização dos ativos e passivos regulatórios de acordo com a OCPC 08, que teve como contrapartida a Receita Operacional Bruta de R\$ 241,4 milhões.

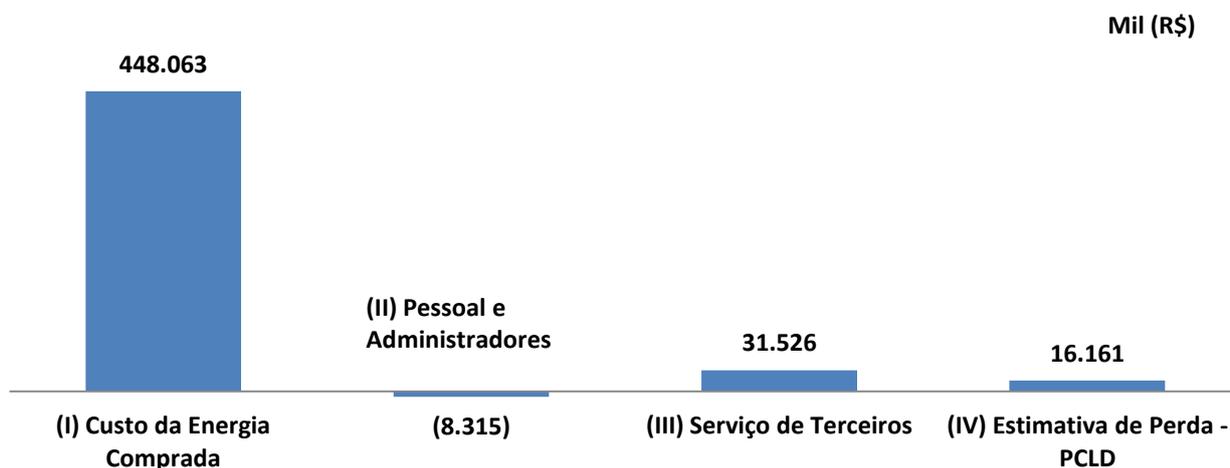
(III) A receita de prestação de serviços alcançou o montante de R\$ 80,0 milhões no ano de 2014, 68,8% superior à receita gerada no mesmo período do ano anterior da ordem de R\$ 47,1 milhões. O acréscimo no período comparado justifica-se pelo volume maior de manutenções e obras de Iluminação Pública.

(IV) A receita de energia de curto prazo em 2014 atingiu R\$ 305,0 milhões, (R\$ 89,3 milhões em 2013). A variação positiva no período, R\$ 215,7 milhões, é justificada pela maior sobra de energia contratada no período e pelos elevados preços médios da PLD – Preço de Liquidação das Diferenças, que favoreceram as vendas dos excedentes de energia produzidos (valor médio de R\$ 689,99 em 2014, enquanto em 2013, o valor médio foi de R\$ 262,54).

Custos e Despesas Operacionais (Exceto Depreciação e Amortização)

R\$ Mil	2014	2013	Δ Ano	
			(R\$ Mil)	(%)
Custo da Energia Comprada				
Energia Elétrica Comprada Para Revenda	(1.077.077)	(877.147)	(199.930)	22,8
Energia Elétrica Comprada para Revenda – Curto Prazo	(273.341)	(111.395)	(161.946)	145
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(95.353)	(101.313)	5.960	(5,9)
Ressarcimento de Recursos da CDE	7.053	147.110	(140.057)	(95,2)
Repasse de Recursos da CONTA – ACR	47.910		47.910	100
Subtotal	(1.390.808)	(942.745)	(448.063)	47,5
Demais Custos e Despesas Operacionais				
Pessoal e Administradores	(194.736)	(203.051)	8.315	(4,1)
Serviço de Terceiros	(186.702)	(155.176)	(31.526)	20,3
Custo de Construção – Concessão	(121.314)	(186.967)	65.653	(35,1)
(Estimativa) / Reversão Para Créditos de Liquidações Duvidosas	(70.709)	(54.548)	(16.161)	29,6
Arrendamento	(40.131)	(38.386)	(1.745)	4,5
Material	(8.310)	(5.948)	(2.362)	39,7
Entidade de Previdência Privada	(7.810)	(7.727)	(83)	1,1
Compensação Financeira Pela Utilização de Recursos Hídricos	(6.277)	(5.446)	(831)	15,3
Gás Comprado Para Revenda	(3.335)	(4.029)	694	(17,2)
Taxa de Fiscalização de Serviço de Energia Elétrica	(2.738)	(3.191)	453	(14,2)
Outras Despesas	(19.235)	(17.391)	(1.844)	10,6
Subtotal	(661.297)	(681.860)	20.563	(3)
Total	(2.052.105)	(1.624.605)	(427.500)	26,3

Os custos e despesas operacionais consolidados em 2014, exceto a depreciação e a amortização do período, totalizaram R\$ 2.052,1 milhões, um aumento de R\$ 427,5 milhões (26,3%) em relação ao montante apresentado em 2013. As principais variações foram:



(I) O Custo da Energia Elétrica Comprada registrou no ano de 2014 um crescimento de R\$ 448,0 milhões (47,5%) em relação ao mesmo período do ano anterior. O acréscimo está diretamente ligado ao despacho das usinas termelétricas. A CEB Distribuição S.A tem 17,4% da sua aquisição de energia vinculada aos contratos por disponibilidade (termelétricas) precificados por Custo Variável Unitário – CVU, geralmente bem superior ao custo das hidroelétricas. Estes preços da energia só são aplicados quando as usinas termelétricas são obrigadas a despachar. Em 2014, o Preço de Liquidação das Diferenças – PLD em média foi de R\$ 689,99, enquanto em 2013 foi de R\$ 262,54.

No caso da energia de curto prazo, o aumento do custo está relacionado com os custos de risco hidrológico assumido pelas distribuidoras, quando da participação do sistema de cotas de garantia física instituída na Medida Provisória N° 589/2013. Nos meses mais secos, com a hidrologia desfavorável, a exposição das usinas hidroelétricas aumenta e esta ocorrência é repassada às distribuidoras cotistas.

O Custo da Energia Elétrica Comprada foi parcialmente amortizado pelo ressarcimento de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético – CDE e pelo repasse da CONTA – ACR, que totalizaram no ano de 2014 o valor de R\$ 54,9 milhões (R\$ 147,1 milhões em 2013).

(II) O Custo / Despesa de Pessoal e Administradores: apresentou em 2014 uma redução de R\$ 8,3 milhões (-4,1%) em relação a 2013. Em 2014 os principais eventos ocorridos na rubrica de Pessoal e Administradores foram:

- reajuste salarial em decorrência do acordo coletivo da categoria que reajustou os salários pela variação do INPC + 1% de ganho real (7,59%);

- abono salarial no valor de R\$ 5 mil reais pagos a cada empregado, concedido por ocasião da aprovação do acordo coletivo de 2013 e que será destinado semestralmente até o primeiro semestre de 2015;

- concessão de 1,25% de ganho real sobre a tabela salarial, retroativo a 01/11/2013 e mais 1,25% de ganho real, também incidente sobre a tabela salarial, que foi pago em 01/11/2014 a todos os empregados; e

- transferências dos gastos com pessoal alocados ao projeto SYN (implantação do sistema ERP SAP) para investimento. O montante transferido no exercício foi de R\$ 6.5 milhões e vinham sendo contabilizados no resultado.

(III) Os Serviços de Terceiros totalizaram R\$ 186,7 milhões (R\$ 155,1 milhões em 2013), representando um acréscimo de R\$ 31,5 milhões. As principais variações do período foram:

R\$ Mil	2014	2013	Δ Ano	
			(R\$ Mil)	(%)
Consultoria	1.184	3.776	(2.592)	(68,6)
Empregado em Comissão – EC/Pessoal Requisitado	12.086	7.678	4.408	57,4
Leitura de Medidores, Entrega de Faturas	15.877	22.930	(7.053)	(30,8)
Levantamento Físico de Ativos	9.173	4.060	5.113	125,9
Manutenção do Sistema Elétrico (Linhas e Redes)	6.468	7.347	(879)	(12,0)
Recebimento de Fatura de Energia Elétrica	7.289	8.825	(1.536)	(17,4)
Serviço Contratado	5.942	6.474	(532)	(8,2)
Serviços de Terceiros (Inclui Serviços de Manutenção de Iluminação Pública)	55.931	28.883	27.048	93,6
Total	113.950	89.973	23.977	26,6

- Levantamento Físico de Ativos:** o incremento é justificado pelo fato do contrato para este serviço ter estabelecido o início dos trabalhos no final do primeiro semestre de 2013. Desta forma, os valores reconhecidos no ano de 2014 foram superiores aos valores reconhecidos no ano anterior;
- Consultoria:** a redução do serviço de consultoria em 2014 ocorreu devido à conclusão da consultoria para reestruturação organizacional e de processos;
- Empregado em Comissão / Pessoal Requisitado:** o aumento é justificado pelo crescimento do Quadro de Empregados em Comissão e aos reajustes de 6,34% para este segmento, além de 7,59% para as Funções Gratificadas, concedido por ocasião da data base do exercício de 2013 aos empregados da CEB;

- d) **Leitura de Medidores / Entrega de Faturas:** a redução ocorreu em função do novo contrato, que contemplou a redução de empregados e de valores no ano de 2014; e
- e) **Serviços de Terceiros (Custo dos Serviços Prestados):** o aumento está relacionado com a maior realização de serviços prestados na execução de obras e manutenções de Iluminação Pública.

(IV) A Estimativa de Perda Para a Provisão para Créditos de Liquidação Duvidosa totalizou R\$ 70,7 milhões, um acréscimo de R\$ 16,1 milhões, em comparação com o ano anterior. O aumento está diretamente relacionado ao reconhecimento de estimativas de perdas com o Governo do Distrito Federal, no montante de R\$ 47,7 milhões.

Depreciação / Amortização

R\$ Mil	2014	2013	Δ Ano (%)
Depreciação / Amortização	(52.880)	(50.105)	5,5

A despesa com depreciação e amortização atingiu R\$ 52,8 milhões em 2014, um aumento de R\$ 2,7 milhões (5,5%) em relação ao total apresentado em 2013. O acréscimo está ligado à entrada em serviço de novos ativos.

Outras Receitas / (Despesas) Operacionais

R\$ Mil	2014	2013	Δ Ano	
			(R\$ Mil)	(%)
Outras Receitas Operacionais				
Reversão de Provisão de Benefícios Pós-Emprego	35.138	35.498	(360)	(1,0)
Ressarcimento de CCEArS	27.327	9.431	17.896	189,8
Recuperação de Créditos Baixados por Perdas	16.822	9.603	7.219	75,2
Dividendos Prescritos	4.372		4.372	
Outras Receitas	8.060	16.098	(8.038)	(50,0)
Total	91.719	70.630	21.089	20,3
Outras Despesas Operacionais				
Provisão de Benefícios Pós-Emprego	(37.800)	(38.193)	(393)	(1,0)
Provisão para Riscos Tributários, Cíveis, Trabalhistas e Regulatórios	(15.143)	(23.658)	(8.515)	(36,0)
Compensação de Descontinuidade de Energia	(13.000)	(13.740)	(740)	(5,4)
Outras Despesas	(9.868)	(11.075)		(10,8)
Total	(75.811)	(86.666)	(10.855)	12,5
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	15.908	(16.036)	(31.944)	

No ano de 2014 o resultado líquido de Outras Receitas / Despesas Operacionais foi positivo, no montante de R\$ 15,9 milhões (R\$ 16,0 milhões negativo em 2013). Os itens que mais contribuíram para este resultado foram:

- Ressarcimento de CCEArS, que teve no período, uma variação de R\$ 17,8 milhões. Deste total, R\$ 10,6 milhões ocorreu em função de penalidade aplicada sobre fornecedor de energia a favor da CEB Distribuição S.A;
- Dividendos prescritos no valor de R\$ 4,3 milhões, devido à prescrição do direito dos acionistas detentores de receber tais dividendos; e
- Recuperação de Créditos Baixados por Perdas, no montante de R\$ 7,2 milhões, em função de negociações realizadas através do Programa Pró-Luz 2, que isentou os devedores da cobrança de juros e multas e concedeu parcelamento dos débitos em até 36 meses.

RESULTADO FINANCEIRO

R\$ Mil	2014	2013	Δ Ano	
			(R\$ Mil)	(%)
Receitas Financeiras				
Atualização a Valor Justo – Ativo Financeiro Indenizável - Concessão	12.754	34.166	(21.412)	(62,7)
Juros / Variações Monetárias Sobre Ativos	20.932	12.018	8.914	74,2
Atualização Monetária de Ativos Regulatórios	14.516		14.516	
Outras Receitas Financeiras	23.263	19.411	3.852	19,8
Total	71.465	65.595	5.870	8,9
Despesas Financeiras				
Encargos de Dívidas	(26.938)	(25.729)	(1.209)	4,7
Juros / Variações Monetárias Sobre Passivos	(34.765)	(30.285)	(4.480)	14,8
Atualização Monetária de Passivo Regulatório	(6.504)		(6.504)	
Outras Despesas Financeiras	(13.596)	(13.011)	(585)	4,0
Total	(81.803)	(69.025)	(12.778)	18,5
Resultado Financeiro	(10.338)	(3.430)	(6.908)	201,4

O resultado financeiro acumulado no ano de 2014 foi negativo em R\$ 10,3 milhões (R\$ 3,4 milhões em 2013), ocorrendo então, uma variação percentual de 201,4%. O desempenho foi impactado pela redução de R\$ 21,4 milhões da Atualização do Valor Justo do Ativo Financeiro Indenizável, que em 2014 totalizou R\$ 12,7 milhões (R\$ 34,1 milhões em 2013). Ainda no exercício de 2014, foram contabilizadas Atualizações Monetárias dos Ativos e Passivos Regulatórios, que geraram uma repercussão positiva de R\$ 8,0 milhões.

OUTROS INDICADORES

EBITDA (LAJIDA)

.R\$ Mil	2014	2013	Δ Ano	
			(R\$ Mil)	(%)
Lucro / Prejuízo Consolidado do Exercício	(96.319)	(75.163)	21.159	28,1
(+/-) Imposto de Renda e Contribuição Social	104.759	30.285	74.474	245,9
(+/-) Resultado Financeiro	10.338	3.430	6.908	201,3
(+/-) Depreciação / Amortização	52.880	50.105	2.775	5,5
EBITDA	71.658	8.657	63.001	727,7
Itens não Recorrentes:				
(+/-) Resultado na Venda de Bens	(1.610)	114	(1.724)	(1.515,2)
EBITDA Ajustado	70.048	8.771	61.277	698,6
Margem EBITDA %	3,40	0,54	2,86	529,6
Margem EBITDA Ajustado %	3,30	0,55	2,75	500,0

Endividamento

R\$ Mil	2014	2013	Δ Ano	
			(R\$ Mil)	(%)
Curto Prazo	69.417	119.207	(49.790)	(41,77)
Longo Prazo	251.694	142.141	109.553	77,07
Dívida Total	321.111	261.348	59.763	22,87
(-) Caixa Disponível	66.006	96.786	(30.780)	(31,8)
= Dívida Líquida	255.105	164.562	90.543	55,02
Dívida Líquida / EBITDA	3,6	19,0		

Cronograma de Amortização da Dívida Bruta – R\$ Mil

Cronograma de Amortização da Dívida Bruta	2015	2016	2017	2018	2019 em diante	Total
Moeda Nacional	69.417	44.609	42.452	49.342	115.291	321.111

Movimentação dos Empréstimos e Financiamentos

R\$ Mil	31/12/2014
Saldos Iniciais em 31 de dezembro de 2013	261.348
Empréstimos e Financiamentos Obtidos	252.120
Encargos Incorridos no Período	26.655
Custo de Transação	(920)
Encargos Financeiros Pagos	(24.269)
Amortizações de Principal	(193.823)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	321.111

A CEB Distribuição S.A. firmou o contrato de financiamento com o agente financeiro Caixa Econômica Federal (CAIXA), no valor de R\$ 93.425 mil, por meio de repasse de recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), objetivando investimentos em novas instalações e melhorias na rede de distribuição da Empresa, com vistas à execução dos projetos relacionados com a Copa do Mundo de 2014. A liberação dos recursos ocorreu em setembro de 2014.

O contrato conta com garantias de recebíveis da Distribuidora, tendo o Distrito Federal como Interveniente / Garantidor e o Banco de Brasília S.A. (BRB) como Interveniente / Anuente. O valor foi dividido em subcréditos, como segue: Subcrédito A, de R\$ 33,6 milhões, destinados à execução de obras civis, com taxa de juros indexada à TJLP; Subcrédito B, com valor de R\$ 14,4 milhões, 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\$ 45,5 milhões, destinados à aquisição de máquinas e equipamentos nacionais, com taxa de juros de 6% a.a. (seis por cento ao ano), totalizando R\$ 93,4 milhões.

CAPEX

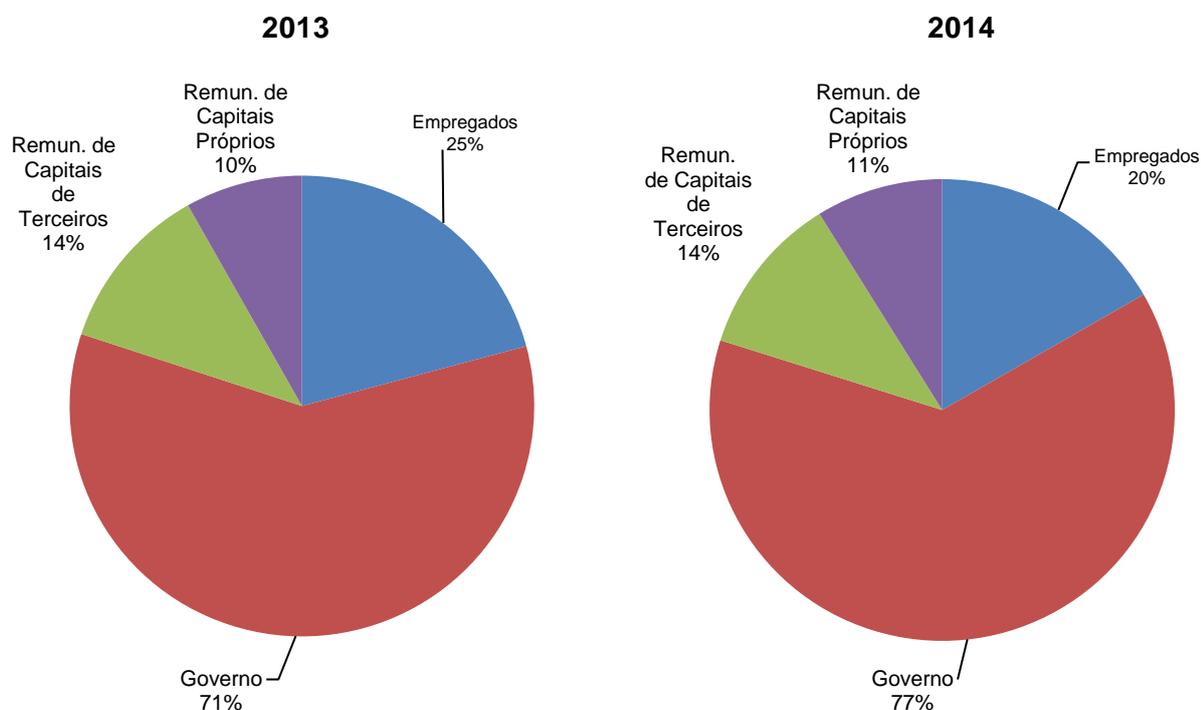
R\$ Mil	2014	2013	Δ Ano	
			(R\$ Mil)	(%)
CAPEX	80.179	162.623	(82.444)	(50,7)

Em 2014, os investimentos foram de R\$ 80,1 milhões (R\$ 162,6 milhões em 2013), apresentando uma redução de 50,7% em relação aos investimentos realizados em 2013. A redução verificada em 2014 em relação a 2013 é consequência da conclusão das obras vinculadas à Copa do Mundo de 2014.

Distribuição do Valor Adicionado

R\$ Mil	2014	2013	Δ Ano	
			(R\$ Mil)	(%)
Distribuição do Valor Adicionado	896.183	769.267	126.916	16,4%
Empregados	181.454	191.483	(10.029)	(0,1%)
Governo	688.319	544.701	143.618	26,3%
Remuneração de Capitais de Terceiros	122.729	108.246	14.483	13,3%
Remuneração de Capitais Próprios	(96.319)	(75.163)	21.159	28,1%

Em 2014, o valor adicionado distribuído aumentou 16,4%, em comparação com o valor distribuído em 2013, de R\$ 769,3 milhões. O gráfico seguinte ilustra as distribuições referenciadas:



GESTÃO DE PESSOAS

A CEB tem como cultura organizacional a promoção da excelência do potencial humano, tendo como princípios a valorização, a integridade e o comprometimento pessoal e das equipes, visando o permanente alcance da Missão da Companhia.

Os principais projetos executados pela gestão dos recursos humanos em 2014 foram voltados para capacitação, saúde e segurança no trabalho dos empregados,

qualidade de vida e valorização do patrimônio humano, além do fiel cumprimento dos dispositivos constitucionais, legislatórios, previdenciários, tributários e normativos da Companhia.

Atualmente, o quadro de pessoal da CEB é composto por 1.203 funcionários e colaboradores, conforme demonstra o quadro seguinte:

Força de Trabalho – 2014	CEB	Distribuidora	Geradora	Participações	Total
Funcionários Efetivos	4	972	3	3	982
Funcionários Requisitados	45	1	7	5	58
Empregados Comissionados	12	26	4	6	48
Contrato Temporário	-	-	-	5	5
Jovens Aprendizizes	-	39	-	-	39
Estagiários	-	71	-	-	71
Total	61	1.109	14	19	1.203

RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

RESPONSABILIDADE AMBIENTAL

No exercício de 2014, a CEB intensificou sua atenção com as questões ambientais. Foram obtidas 10 licenças ambientais e as obras realizadas receberam acompanhamento rigoroso sobretudo com relação às condicionantes dos mencionados licenciamentos. Foram realizados ainda cursos de educação ambiental nos canteiros das obras e promovidos cursos para poda de árvores para os eletricitistas.

Por outro lado, foi realizada a obra de substituição da iluminação pública do eixo monumental utilizando a tecnologia LED (Diodo Emissor de Luz), que tem como características, o baixo consumo de energia e maior vida útil, quando comparada com lâmpadas convencionais. Tais atributos, conferem à iniciativa o reconhecimento de comportamento empresarial ambientalmente correto e adequado.

Destaque-se também a continuidade do Projeto de Coleta de Lâmpadas inutilizadas do segmento residencial para a adequada destinação, tendo dois pontos de recepção (as Agências de Atendimento de Brasília e de Brazlândia), assim como o Projeto de Educação Ambiental da Subestação Vale do Amanhecer, executado na Escola Santos Dumont, na Região Administrativa de Planaltina, que se encerrou no mês de abril de 2014.

RESPONSABILIDADE SOCIAL

Agente CEB – 2014

O Projeto Agente CEB foi iniciado em março de 2011 e teve continuidade no exercício de 2014.

Com objetivos sociais amplos, identificou e visitou, desde seu início, 100.000 unidades consumidoras de baixa renda; substituiu 150.000 lâmpadas incandescentes por lâmpadas fluorescentes compactas; substituiu 21.119 refrigeradores considerados ineficientes por refrigeradores novos de Classificação “A” (ENCE/INMETRO) ou com Selo PROCEL; realizou mais de 100 palestras socioeducativas, com ênfase na eficiência energética de acordo com a legislação ambiental vigente; reciclou as lâmpadas incandescentes e refrigeradores substituídos; e executou campanhas de medição e verificação de unidades consumidoras que tiveram seus refrigeradores e lâmpadas substituídas.

Para a execução do projeto, os seguintes serviços e materiais foram contratados:

- identificação, cadastramento, treinamento, divulgação e avaliação referente à substituição de eletrodomésticos eficientes; entrega de refrigeradores e lâmpadas eficientes, recolhimento dos equipamentos antigos, enviando-os para a manufatura reversa, assim como sua correta destinação do ponto de vista ambiental;

- fornecimento de materiais para implementação do projeto de substituição de eletrodomésticos, por meio da aquisição de 21.119 refrigeradores eficientes; e

- fornecimento de materiais para implementação do projeto de substituição de 150.000 lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas.

Resumidamente, em 2014 foram realizadas 53.640 visitas e 32 Palestras Educativas.

AGENTE CEB – 2014 (EM NÚMEROS)

Região Administrativa	Refrigeradores	Lâmpadas
Cidade Estrutural	391	2.196
Recanto das Emas	1.132	10.412
Samambaia	1.819	11.707
Brazlândia	398	3.592
Riacho Fundo II	486	4.859
Fercal	20	217
Gama	287	3.042
Sobradinho II	538	3.372
São Sebastião	283	3.538
Itapoã	2	605
Paranoá	299	2.112
Santa Maria	109	2.686
Planaltina	836	8.891
Ceilândia	1.427	15.949
Taguatinga	95	356
Guará II	8	10
Varjão	0	119
Riacho Fundo I	336	1.621
Núcleo Bandeirante	2	0
TOTAL	8.259	74.405

PERSPECTIVAS EMPRESARIAIS

Para a Companhia Energética de Brasília – CEB, o exercício de 2015 será um ano que exigirá ajustes relevantes, mas com boas perspectivas de realização. Tal expectativa se justifica por meio de duas componentes: a primeira, de caráter exógeno e no campo regulatório, diz respeito às medidas importantes relativas ao setor elétrico brasileiro que estão sendo adotadas e que terão repercussões favoráveis para as empresas geradoras em geral, assim como para as distribuidoras; a segunda, na esfera da gestão interna da Companhia, possibilitará ajustes estruturais que combinados com outras ações, contribuirão para o alcance de desempenho econômico positivo e consequente geração de caixa mais relevante para a administração dos negócios.

Entretanto, há incertezas também de características externas à gestão da Companhia, que demandam prudência e providências preventivas. A possibilidade de ocorrência de racionalização do consumo de energia elétrica ou até mesmo de racionamento, são eventos cujas probabilidades não são desprezíveis no futuro próximo. Assim, cabe dedicar acompanhamento atento e rigoroso, para que sejam tomadas eventuais medidas mitigadoras, em tempo hábil, sobretudo quanto ao enfrentamento das decorrentes reduções

de receitas, além do surgimento de despesas relacionadas com situações dessa natureza, que poderão afetar negativamente os resultados econômicos da CEB.

A Administração que assumiu a gestão da Companhia Energética de Brasília – CEB, em 07 de janeiro de 2015, iniciou um criterioso plano de desenvolvimento para mudar, o mais rápido possível, a crítica situação da Companhia observada nos últimos anos, caracterizada por resultados inferiores àqueles que poderiam ser obtidos, particularmente em função do potencial do mercado de sua principal empresa controlada integral, a CEB Distribuição S.A., bem como de uma administração mais eficiente, catalisadora dos pontos fortes de todos os negócios da Companhia.

Para pautar um novo comportamento empresarial, a Administração fixou e divulgou de imediato, os seguintes princípios e orientações estratégicas aplicáveis a todas suas empresas controladas e coligadas:

- ter a ética e a transparência como diretrizes inegociáveis e fundamentais em todas as interações pessoais e empresariais;
- orientar a gestão empresarial para a busca de resultados e foco nos clientes;
- recuperar seu equilíbrio econômico-financeiro, gerando resultados positivos para financiar sua expansão, remunerar seus acionistas e garantir o bem-estar de seus colaboradores;
- atuar de forma determinada para recuperar o conceito de companhia de economia mista com prestação de serviços de excelência;
- manter um relacionamento proativo e construtivo com o Órgão Regulador, melhorando os relacionamentos do dia a dia em todos os níveis;
- ter um ambiente de trabalho saudável, construtivo, motivador, alicerçado sempre na meritocracia, resgatando o orgulho do seu patrimônio humano;
- defender seus direitos de concessionário de serviço público em toda sua plenitude e cumprir os compromissos decorrentes dos contratos de concessão e da legislação pertinente; e
- manter relacionamentos construtivos e transparentes com todos os seus acionistas.

Convém ressaltar que a Companhia detém a melhor e mais valorizada concessão de distribuição de energia elétrica do Brasil. A CEB Distribuição S.A., atende uma população de 2,570 milhões de habitantes com predominância de alto poder aquisitivo, concentrada em uma área de concessão de apenas 5.779 km². De acordo com o IBGE, o PIB *per capita* do Distrito Federal, em 2012, foi de R\$ 64.653,00, o maior do Brasil, representan-

do, aproximadamente, o dobro do PIB do Estado de São Paulo (R\$ 33.624,00) e o triplo da média nacional (R\$ 22.646,00).

Nesse enfoque, o mercado cativo de energia elétrica do Distrito Federal consumiu 6.163.313,59 MWh em 2014, enquanto o consumo médio dos clientes residenciais da área da concessão foi de 228 kWh por mês, consumo este 36,5% superior à média nacional, que corresponde a 167 kWh por mês. No mesmo exercício, o crescimento médio anual do mercado do Distrito Federal foi de 3,3% referente ao consumo cativo, enquanto a média nacional foi de 2,2%.

Para dar sustentação ao seu plano de desenvolvimento, a nova Administração definiu também um conjunto de objetivos estratégicos e empresariais, voltados, principalmente, para a CEB Distribuição S.A., expressando, assim, sua visão de longo prazo. Destaque-se que esses objetivos passam a embasar o processo decisório e, dentre eles, destacam-se:

- recuperar a grave situação econômico-financeira da Distribuidora, caracterizada como insustentável inclusive pelo Órgão Regulador. Nesse sentido, propor alternativa para o plano de saúde assistencial, que gera custos mensais elevados, com existência de passivo relevante; reduzir custo de mão de obra, por meio das diminuições de Funções Gratificadas, Empregos de Livre Provisão e de Adicionais de Periculosidade; renegociar todos os contratos com fornecedores, com o objetivo de redução de custos; e com isso reverter o EBITDA, tornando-a geradora de recursos suficientes para financiar os investimentos necessários à expansão da empresa são medidas inadiáveis;

- reequilibrar a estrutura patrimonial da Distribuidora, atualmente comprometida com recursos de terceiros, que em 2014, representa mais de 90% do total do passivo;

- revisar a estrutura organizacional, adotando uma solução empresarialmente moderna, com redução de custos e agilização dos processos internos, evitando ainda conflitos por sobreposições;

- captar recursos adequados para fazer a transição entre a situação crítica atual e a situação futura planejada, com recursos sendo gerados pela operação da empresa. Tais captações devem ser adequadas em termos de prazos e custos, para financiar os investimentos necessários para atender a demanda reprimida e melhorar a confiabilidade dos serviços;

- estabilizar a prestação dos serviços, melhorando a qualidade do fornecimento e evitando ao máximo os desligamentos localizados;

- melhorar a percepção do consumidor sobre o atendimento e a qualidade dos serviços prestados;

- inventariar físico e contabilmente o ativo permanente da empresa, pilar fundamental para a obtenção de tarifas; e

- buscar a modernização, a proteção e a confiabilidade da rede elétrica e incentivar o uso de sistemas de suporte à operação.

Juntamente com as diretrizes emanadas, ações de gestão interna no âmbito da CEB Distribuição S.A. e nos demais negócios já começaram, por meio de várias medidas de reduções de despesas operacionais que estão sendo implantadas nos primeiros meses do presente exercício, com ênfase para o grupo de rubricas contábeis do chamado PMSO (pessoal, materiais, serviços de terceiros e outros), bem como ações direcionadas para o aumento da receita, por intermédio da diminuição de perdas; incentivo de novas fontes oriundas da exploração da rede de distribuição existente; e geração de recursos não operacionais por meio da desmobilização de ativos imóveis inservíveis para a concessão.

Nesse aspecto (gestão da receita), é importante destacar que a Distribuidora está participando ativamente dos processos relacionados com a implantação das bandeiras tarifárias (mecanismo implantado para favorecer a racionalização do consumo de energia); da revisão extraordinária das tarifas; da aplicação do diferimento tarifário concedido pelo órgão regulador no final do ano de 2014 (caso particular da CEB Distribuição S.A.); e das tratativas do aumento tarifário ordinário anual que ocorrerá em agosto de 2015.

Sob a ótica regulatória e ainda com relação à Distribuidora, o principal evento no exercício de 2015 será o processo de prorrogação da concessão que se encerra em 07 de julho de 2015. Nesse sentido, já foi iniciado um trabalho direcionado para que a continuidade do negócio ocorra de forma normal. Para tanto, todo quadro de recursos humanos será mobilizado para atendimento das condicionantes colocadas pelo Órgão Regulador, de forma que, já neste exercício, registremos bons patamares nos índices de qualidade da prestação dos serviços, assim como os primeiros resultados econômicos promissores, compatíveis com o desempenho do passado distante que almejamos resgatar.

Dessa forma, o objetivo a ser alcançado é a interrupção do ciclo de resultados operacionais insatisfatórios observados nos últimos anos, especialmente na CEB Distribuição S.A., para buscarmos uma trajetória que assegure a excelência na prestação dos serviços e a apuração de lucros de maneira consistente e duradoura, criando, assim, as condições necessárias para promover o crescimento e o desenvolvimento da Companhia.

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 2014, não usou outros serviços desses auditores senão aqueles ligados diretamente à auditoria das demonstrações contábeis.

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS – 2014

Companhia Energética de Brasília S/A
CNPJ 00.070.698/0001-11
Balancos Patrimoniais
Em 31 de dezembro de 2014 e 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Ativo	Nota	Controladora		Consolidado		Passivo	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013			31/12/2014	31/12/2013		
Circulante						Circulante					
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	7.177	8.895	66.006	96.786	Fornecedores	16	7.857	6.902	390.327	344.101
Contas a Receber	6	56.059	3.722	441.174	308.840	Obrigações Tributárias	17	1.483	821	189.119	118.091
Aplicações Financeiras	10				295	Contribuição de Iluminação Pública	18			83.603	121.144
Estoques		689	2.673	19.327	34.615	Encargos Regulatórios	19			40.980	30.193
Tributos e Contribuições Compensáveis	7	10.082	8.291	27.091	29.307	Empréstimos e Financiamentos	20			69.417	119.207
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	8			138.837		Obrigações Societárias		18.692	18.692	30.322	32.233
Demais Créditos	9	12.655	17.031	86.976	50.959	Obrigações Sociais e Trabalhistas	21	308	239	36.862	35.124
Total do Circulante		86.662	40.612	779.411	520.802	Benefícios Pós Emprego	22			60.863	66.075
						Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	23	54	94	5.901	4.850
						Demais Obrigações	24	333	215	39.605	26.284
								28.727	26.963	946.999	897.302
Não Circulante						Não Circulante					
Aplicações Financeiras						Fornecedores	16				4.552
Contas a Receber	6			7.733	54.097	Obrigações Tributárias	17	97.287	97.380	244.382	145.822
Depósitos e Bloqueios Judiciais	11	4.653	4.476	13.885	12.628	Contribuição de Iluminação Pública	18			129.500	
Tributos e Contribuições Compensáveis	7			15.676	22.199	Empréstimos e Financiamentos	20			251.694	142.141
Ativo Financeiro Indenizável	12			841.273	729.119	Obrigações Sociais e Trabalhistas	21				2.420
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros	8			138.738		Benefícios Pós Emprego	22			294.899	286.670
Demais Créditos	9	184	128	1.941	1.834	Encargos Regulatórios	19			145.955	127.908
		4.837	4.604	1.019.246	819.877	Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	23	8.251	8.223	78.464	66.982
Investimentos	13	415.823	592.181	658.575	684.537	Demais Obrigações	24	212.000	212.000	215.791	218.270
Imobilizado	14	15.948	15.513	122.714	138.507			317.538	317.603	1.360.685	994.765
Intangível	15	79		129.881	271.108						
Total do Não Circulante		436.687	612.298	1.930.416	1.914.029	Patrimônio Líquido	25				
						Capital Social		342.056	342.056	342.056	342.056
						Adiantamento para Futuro Aumento de Capital		11.969	11.969	11.969	11.969
						Ajuste de Avaliação Patrimonial		20.325	48.498	20.325	48.498
						Prejuízos Acumulados		(197.266)	(94.179)	(197.266)	(94.179)
						Atribuível aos acionistas controlador		177.084	308.344	177.084	308.344
						Atribuível aos acionistas não controladores				225.059	234.420
						Total do Patrimônio Líquido		177.084	308.344	402.143	542.764
Total do Ativo		523.349	652.910	2.709.827	2.434.831	Total do Passivo		523.349	652.910	2.709.827	2.434.831

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 2014 e 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	27a	68.878	38.234	2.122.783	1.608.673
Custo com Energia Elétrica	27b			(1.390.808)	(942.745)
Custo de Operação	27c			(354.750)	(413.275)
Custo do Serviço Prestado a Terceiros	27c	(61.362)	(32.813)	(62.566)	(34.092)
Lucro Bruto		7.516	5.421	314.659	218.561
Receitas/ (Despesas) Operacionais		(115.312)	(96.743)	(295.881)	(260.009)
Despesas com Vendas	27c	(1.392)		(133.377)	(115.035)
Despesas Gerais e Administrativas	27c	(9.714)	(9.238)	(163.484)	(169.563)
Resultado de Equivalência Patrimonial	13	(102.934)	(86.365)	(14.928)	40.625
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	27d	(1.272)	(1.140)	15.908	(16.036)
Outras Receitas Operacionais		18	1.214	91.719	70.630
Outras Despesas Operacionais		(1.290)	(2.354)	(75.811)	(86.666)
Lucro (Prejuízo) Operacional antes do Resultado Financeiro		(107.796)	(91.322)	18.778	(41.448)
Receitas (Despesas) Financeiras	27e	2.858	(1.998)	(10.338)	(3.430)
Receitas Financeiras		3.044	1.925	71.465	65.595
Despesas Financeiras		(186)	(3.923)	(81.803)	(69.025)
Lucro (Prejuízo) Operacional antes dos Tributos		(104.938)	(93.320)	8.440	(44.878)
Imposto de Renda e Contribuição Social	17	(1.169)	(2.301)	(104.759)	(30.285)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Corrente		(1.169)	(2.301)	(6.095)	(18.669)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Diferido				(98.664)	(11.616)
Prejuízo do Exercício		(106.107)	(95.621)	(96.319)	(75.163)
Atribuído aos Acionistas Controladores				(106.107)	(95.621)
Atribuído aos Acionistas não Controladores				9.788	20.458
Prejuízo Básico e Diluído por Ação em Reais:	28				
Ações Ordinárias – Básicas e diluídas		(11,5547)	(10,4128)	(11,5547)	(10,4128)
Ações Preferenciais – Básicas e diluídas		(11,5547)	(10,4128)	(11,5547)	(10,4128)

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 2014 e 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	Reapresentado		Reapresentado	
Prejuízo do Exercício	(106.107)	(95.621)	(96.319)	(75.163)
Outros Resultados Abrangentes				
Itens que não serão Reclassificados para o Resultado:				
Ganho (Perda) Atuarial com Plano de Benefício Definido			(28.325)	7.124
Equivalência Patrimonial sobre Obrigação Atuarial sobre Benefícios Pós-Emprego	(28.325)	7.124		
Itens que poderão ser Reclassificados para o Resultado:				
Equivalência patrimonial sobre Outros Resultado Abrangentes em Investidas	164	76	164	76
Resultado Abrangente Total	(134.268)	(88.421)	(124.480)	(67.963)
Atribuído aos Acionistas Controladores			(134.280)	(88.448)
Atribuído aos Acionistas Não Controladores			9.800	20.485

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 2014 e 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

Eventos	Atribuído aos acionistas controladores							Participação de Acionistas não Controladores	Total do Patrimônio Líquido
	Capital Social	Recursos destinados a aumento de capital	Reserva Legal	Dividendos Adicionais Propostos	Ajuste de Avaliação Patrimonial/ Outros Resultados Abrangentes	Prejuízos Acumulados	Subtotal		
Saldo em 31 de dezembro de 2012	342.056	11.969	2.050	29.222	41.325	(608)	426.014	230.124	656.138
Integralização de Capital								373	373
Dividendos Adicionais Pagos de Exercícios Anteriores								(6.518)	(6.518)
Juros sobre Capital Próprio Creditados								(5.835)	(5.835)
Remuneração de Partes Beneficiárias								(4.209)	(4.209)
Aprovação de Dividendo Adicional				(29.222)			(29.222)		(29.222)
Ganho na Diluição de Percentual de Participação Societária					16		16		16
Transações de Capital com Acionistas:				(29.222)	16		(29.206)	(16.189)	(45.395)
Prejuízo do Exercício						(95.621)	(95.621)	20.458	(75.163)
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Coligadas					33		33	27	60
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Controladas - Benefícios Pós-Emprego					7.124		7.124		7.124
Compensação de Reserva Legal			(2.050)						
Saldo em 31 de dezembro de 2013 - Reapresentado	342.056	11.969	-	-	48.498	(94.179)	308.344	234.420	542.764
Dividendos Adicionais Pagos de Exercícios Anteriores								(12.256)	(12.256)
Juros sobre Capital Próprio Creditados								(4.848)	(4.848)
Remuneração de Partes Beneficiárias								(2.057)	(2.057)
Ganho na Diluição de Percentual de Participação Societária					133		133		133
Transações de Capital com Acionistas:					133		133	(19.161)	(19.028)
Ajustes da Lei 12.973/2014						3.020	3.020		3.020
Prejuízo do Exercício						(106.107)	(106.107)	9.788	(96.319)
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Coligadas					19		19	12	31
Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Controladas - Benefícios Pós-Emprego					(28.325)		(28.325)		(28.325)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	342.056	11.969	-	-	20.325	(197.266)	177.084	225.059	402.143

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 2014 e 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
	Reapresentado		Reapresentado	
Receitas	76.218	43.134	2.791.780	2.166.535
Venda de Energia, Serviços	77.610	43.081	2.839.685	2.211.541
Provisão/Rev. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(1.392)		(70.709)	(54.548)
Receita de Alienação de Ativo Imobilizado			1.610	(114)
Outras Receitas		53	21.194	9.656
Insumos Adquiridos de Terceiros	(64.317)	(35.283)	(1.899.254)	(1.453.383)
Custos com Serviço de Energia Elétrica			(1.543.788)	(1.050.851)
Custos de Construção			(121.314)	(186.967)
Serviços de Terceiros	(60.594)	(33.472)	(190.549)	(158.328)
Material	(3.040)	(625)	(8.310)	(5.948)
Provisões/Reversões	(1.271)	(1.192)	11.283	(8.777)
Outros	588	6	(46.576)	(42.512)
Valor Adicionado Bruto	11.901	7.851	892.526	713.152
Retenções	(156)	(184)	(52.880)	(50.105)
Depreciação e Amortização	(156)	(184)	(52.880)	(50.105)
Valor Adicionado Líquido Produzido	11.745	7.667	839.646	663.047
Valor Adicionado Recebido em Transferência	(99.890)	(84.440)	56.537	106.220
Receitas Financeiras	2.524	1.368	70.748	64.829
Resultado de Equivalência Patrimonial	(102.934)	(86.365)	(14.928)	40.625
Dividendos Recebidos	520	557	717	766
Valor Adicionado Total a Distribuir	(88.145)	(76.773)	896.183	769.267
Distribuição do Valor Adicionado	(88.145)	(76.773)	896.183	769.267
Empregados	11.883	10.219	181.454	191.483
Remuneração Direta	11.755	9.971	116.022	122.834
FGTS	71	232	8.138	7.577
Benefícios	57	16	54.278	59.168
Participação nos Resultados			3.016	1.904
Impostos, Taxas e Contribuições	5.018	4.656	688.319	544.701
Federal	3.445	3.786	286.837	178.998
Estadual e Municipal	1.573	870	401.482	365.703
Remuneração de Capitais de Terceiros	1.061	3.973	122.729	108.246
Aluguéis	875	50	40.926	39.221
Despesas Financeiras	186	3.923	81.803	69.025
Remuneração de Capitais Próprios	(106.107)	(95.621)	(96.319)	(75.163)
Participação dos Acionistas Não Controladores			9.788	20.458
Lucros Líquidos/(Prejuízos) Retidos	(106.107)	(95.621)	(106.107)	(95.621)

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 2014 e 2013
Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Fluxos de Caixa das Atividades Operacionais				
Recebimento de Consumidores	23.391	41.778	2.340.062	2.242.884
Resgate do Fundo de Aplicação - FIP Corumbá				3.760
Rendimento de Aplicações Financeiras	689	1.345	6.564	11.289
Ressarcimento do Custo de Energia - Recursos da CDE			66.394	163.501
Dividendos e Juros Sobre Capital Próprio Recebidos	46.772	29.090	16.064	16.778
Outros Recebimentos	32	75	125	107
Recebimentos	70.884	72.288	2.429.209	2.438.319
Fornecedores - Materiais e Serviços	(58.266)	(36.693)	(278.195)	(263.023)
Fornecedores - Energia Elétrica			(1.310.911)	(1.107.460)
Contribuição de Iluminação Pública			(87.371)	(85.000)
Salários e Encargos Sociais	(8.938)	(8.239)	(278.171)	(263.759)
Pagamentos de Encargos da Dívida		(1.304)	(24.269)	(27.192)
Impostos e Contribuições	(3.909)	(4.907)	(414.916)	(480.738)
Encargos Setoriais			(31.789)	(29.806)
Constituição de Caução CCEE			(2.410)	
Outras Pagamentos	(1.285)	(4.330)	(30.373)	(22.931)
Pagamentos	(72.398)	(55.473)	(2.458.405)	(2.279.909)
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades Operacionais	(1.514)	16.815	(29.196)	158.410
Fluxos de Caixa das Atividades de Investimento				
Aquisição de Ativos Financeiros da Concessão, Intangíveis e Imobilizados	(201)		(44.956)	(83.606)
Aquisição de Investimento		(653)		(576)
Alienação de Imobilizado			1.972	
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	(3)	(4)	(3)	(4)
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades de Investimento	(204)	(657)	(42.987)	(84.186)
Fluxos de Caixa das Atividades de Financiamento				
Dividendos e Juros Sobre Capital Próprio Pagos		(11.050)	(15.974)	(26.327)
Empréstimos e Financiamentos Obtidos			252.120	88.221
Amortização de Empréstimos e Financiamentos		(85.000)	(193.823)	(221.995)
Custos de Transação			(920)	
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital				373
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades de Financiamento		(96.050)	41.403	(159.728)
Aumento (Redução) do Saldo Líquido de Caixa e Equivalente	(1.718)	(79.892)	(30.780)	(85.504)
Caixa e Equivalentes de Caixa no Início do Exercício	8.895	88.787	96.786	182.290
Caixa e Equivalentes de Caixa no Final do Exercício	7.177	8.895	66.006	96.786

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

NOTAS EXPLICATIVAS ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2014 E 2013

VALORES EXPRESSOS EM MILHARES DE REAIS

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 localizada na cidade de Brasília, no Distrito Federal, SGCVS lote 15 bloco C, 2º E 3º andares, ed. Jade Home Office, 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&F Bovespa). Em 4 de julho de 1994, a Companhia iniciou a negociação de suas ações na BM&F Bovespa, sob os códigos de negociação CEBR3, CEBR5 e CEBR6, para as ações ordinárias e preferenciais.

A CEB tem por objeto social a participação em outras sociedades, como sócia-quotista ou acionista e a exploração direta ou indireta, conforme o caso, de serviços de energia elétrica, compreendendo os sistemas de geração, transmissão, comercialização e distribuição de energia elétrica, bem como serviços correlatos.

1.2 Participações societárias

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

Empresas	Atividade	31/12/2014	31/12/2013
Participações diretas			
Em controladas			
CEB D	Distribuição	100%	100%
CEB Geração S.A.	Geração	100%	100%
CEB Participação S.A.	Comercialização	100%	100%
CEB Lajeado S.A.	Comercialização	59,93%	59,93%
Companhia Brasileira de Gás	Gás	17%	17%
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

a) Controladas

- **CEB D** – A CEB Distribuição S.A. (“CEB D”) é uma sociedade anônima, de capital fechado, organizada em conformidade com a Lei Distrital nº 2.710, de 24 de maio de 2001, constituída em 20 de junho de 2005 e 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 pública de energia elétrica e tem por objeto principal a distribuição e comercialização de energia elétrica e serviços correlatos que lhe venham a ser concedidos ou autorizados por qualquer título de direito e atividades associadas no Distrito Federal.

(i) **Informações sobre a concessão de distribuição de energia elétrica da CEB D**

A CEB D é detentora do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 66/1999, celebrado com a União Federal, por intermédio da ANEEL, com prazo de vencimento em 7 de julho de 2015.

Conforme determina o contrato de concessão, todos os bens e instalações vinculados à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica e que tenham sido realizados pela concessionária são considerados reversíveis e integram o acervo da respectiva concessão. Esses bens serão revertidos automaticamente ao poder concedente ao término do contrato procedendo-se às avaliações e determinação do montante da indenização devida à concessionária, observados os valores e as datas de incorporação ao sistema elétrico.

As principais obrigações da CEB D, previstas no contrato de concessão, consistem em:

- i) Fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, pelas tarifas homologadas pelo poder concedente, nos níveis de qualidade e continuidade estipulados na legislação.
- ii) Realizar as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, de modo a assegurar a continuidade, a regularidade, a qualidade e a eficiência dos serviços.
- iii) Manter registro e inventário dos bens vinculados à concessão e zelar pela sua integridade. A venda, cessão ou doação em garantia hipotecária dos bens imóveis ou de partes essenciais das instalações depende de prévia e expressa autorização do poder concedente.
- iv) Cumprir e fazer cumprir as normas legais e regulamentares do serviço, respondendo ao poder concedente, aos usuários e a terceiros, pelas eventuais consequências danosas da exploração dos serviços.
- v) Atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, aos encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidos pelo poder concedente.
- vi) Permitir aos encarregados da fiscalização do poder concedente, livre acesso, em qualquer época, às obras, equipamentos e instalações utilizados na prestação dos serviços, bem como aos seus registros contábeis.
- vii) Prestar contas ao poder concedente e aos usuários, segundo as prescrições legais e regulamentares específicas, da gestão dos serviços concedidos.
- viii) Manter as reservas de água e de energia elétrica necessárias ao atendimento dos serviços de utilidade pública.
- ix) Observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas eventuais consequências de seu descumprimento.
- x) Realizar programas de treinamento, de modo a assegurar, permanentemente, a melhoria da qualidade e mais eficiência na prestação dos serviços concedidos.
- xi) Participar do planejamento setorial e da elaboração dos planos de expansão do Sistema Elétrico Nacional, implementando e fazendo cumprir, em sua área de concessão, as recomendações técnicas e administrativas

deles decorrentes.

xii) Aderir ao Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica e assegurar livre acesso aos seus sistemas de transmissão e distribuição.

xiii) Integrar o Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI, operando suas instalações de acordo com as regras vigentes, devendo a concessionária acatar e aplicar quaisquer novas resoluções, recomendações e instruções emitidas pelo GCOI.

xiv) Respeitar, nos termos da legislação em vigor, os limites das vazões de restrição, máxima e mínima, a jusante de seus aproveitamentos hidrelétricos, devendo considerar, nas regras operativas, a alocação de volume de espera nos reservatórios de suas usinas, de modo a minimizar os efeitos adversos das cheias.

xv) Efetuar, quando determinado pelo poder concedente, consoante o planejamento para o atendimento do mercado, os suprimentos de energia elétrica a outras concessionárias e às interligações que forem necessárias.

Pela execução dos serviços, a concessionária tem o direito de cobrar dos consumidores as tarifas determinadas e homologadas pelo Poder Concedente que é representado pela ANEEL. Os valores das tarifas são reajustados em periodicidade anual e a receita da concessionária é dividida em duas parcelas: Parcela A (composta pelos custos não gerenciáveis) e Parcela B (custos operacionais eficientes e custos de capital). O reajuste tarifário anual tem o objetivo de repassar os custos não gerenciáveis e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis.

A revisão tarifária periódica ocorre a cada quatro anos e tem por objetivo restabelecer o equilíbrio econômico-financeiro da concessão. A data da última revisão tarifária da CEB D foi no dia 26 de agosto de 2012. Neste processo, a ANEEL procedeu ao recálculo das tarifas, considerando as alterações na estrutura de custos e mercado da CEB D, estimulando a eficiência e a modicidade das tarifas. Os reajustes e as revisões são mecanismos de atualização tarifária, ambos previstos no contrato de concessão. A CEB D também pode solicitar uma revisão extraordinária sempre que algum evento provoque significativo desequilíbrio econômico-financeiro da concessão.

A concessão poderá ser extinta pelo término do contrato, encampação do serviço, caducidade, rescisão, irregularidades ou falência da CEB D.

Não poderá ocorrer transferência de controle acionário majoritário da CEB D sem anuência prévia do poder concedente. Na hipótese de transferência de ações representativas do controle acionário, o novo controlador deverá assinar termo de anuência e submissão às cláusulas do contrato de concessão e às normas legais e regulamentares da concessão.

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

Os planos da Administração para o aprimoramento das atividades da CEB D consistem na busca da eficiência operacional e financeira para garantir, tanto a renovação da Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica no DF, com retorno compatível aos investimentos realizados e em curso, quanto à eficiência técnica no atendimento aos consumidores do Distrito Federal.

A Administração tem desenvolvido medidas para a redução de seu custeio visando a atingir a necessária liquidez da Companhia.

Dentre as medidas em curso e de grande repercussão econômica e financeira ressaltam-se:

- a) estudos de reavaliação do Plano de Saúde, objetivando a implantação de uma nova modalidade de plano assistencial lastreada em estudos técnicos;
- b) estudos para alienação de imóveis inservíveis à Concessão.

Ainda nesse contexto, a administração está em processo de negociação com o Poder Executivo para reconhecer a dívida de consumo de energia elétrica dos órgãos do Governo do Distrito Federal - GDF, e quitação do montante para com a Companhia, débitos já reconhecidos nos processos de prestações de contas anuais. Esses recursos trarão significativa melhoria para a situação econômica e financeira da CEB D.

(iii) Prorrogação das concessões

Medida Provisória nº 579 e Decreto Lei nº 7.805

O Governo Federal oficializou, por meio da Medida Provisória nº 579/2012 assinada em 11 de setembro de 2012, e convertida na Lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013, a redução nos custos de energia elétrica para consumidores residenciais e industriais e as regras para renovação das concessões de Geração, Transmissão e Distribuição vincendas entre 2015 e 2017. Para as concessões de Distribuição haverá condições específicas a serem estabelecidas pela ANEEL em contrato de concessão e/ou seus termos aditivos. Adicionalmente, a referida Lei elimina os encargos setoriais CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) e RGR (Reserva Global de Reversão), e reduz o encargo CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) em 75%.

Em 24 de janeiro de 2013, conforme disposto na Medida Provisória nº 579/2012, assinada em 11 de setembro de 2012, e convertida na Lei nº 12.783 em 11 de janeiro de 2013, a ANEEL efetuou o cálculo da Revisão Tarifária Extraordinária – RTE para a CEB D, por meio da Resolução Homologatória Nº 1.446, de 24 de janeiro de 2013 que homologou as novas tarifas de energia para a Companhia, apurando uma redução média de 18,11% para os consumidores residenciais de baixa tensão. Para as demais classes de consumidores, os efeitos variaram entre 15% e 22%. A redução média da receita regulatória, considerada para o cálculo da RTE ocorrida em 2013 foi de 17,38%.

Para a Companhia a concessão poderá ser prorrogada, a critério do poder concedente, uma única vez, pelo prazo de até 30 (trinta) anos, de forma a assegurar a continuidade, a eficiência da prestação do serviço, a modicidade tarifária e o atendimento aos critérios de racionalidade operacional e econômica.

A prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica dependerá da aceitação expressa das condições estabelecidas no contrato de concessão e/ou nos termos aditivos. A partir da decisão do Poder Concedente pela prorrogação, a Companhia deverá assinar o contrato de concessão e/ou os termos aditivos no prazo de até trinta dias contados da convocação.

(iv) Reajuste Tarifário Anual

O reajuste tarifário anual, visa repassar à tarifa os impactos produzidos pelos custos não gerenciáveis da concessão (compra de energia, os encargos setoriais e os custos de transmissão). Vislumbra também ajustar os custos gerenciáveis da distribuidora (custos operacionais, remuneração pelos investimentos realizados e quota de depreciação) com a incidência parcial, da atualização monetária (pela dedução do fator X, que significa o compartilhamento com os consumidores dos ganhos de produtividade).

Inicialmente, de acordo com a Nota Técnica nº 267/2014-SRE/ANEEL, de 13/8/2014, o componente financeiro fora calculado em 9,70%. Não obstante, a pedido da Concessionária, houve o diferimento parcial de 9% deste (o equivalente a R\$ 136.250, a preços de agosto de 2014, a ser objeto de devolução nos próximos processos tarifários, atualizado pela variação do IGP-M).

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Resolução Homologatória nº 1779, de 19 de agosto de 2014, estabeleceu o reajuste tarifário 2014 da CEB D. O reajuste médio, que passou a vigorar a partir de 26 de agosto de 2014, ficou em 17,12% para o período de 12 meses, sendo 16,42% o reajuste econômico e 0,70% o relativo aos componentes financeiros.

O efeito médio a ser percebido pelos consumidores é de 18,88%, sendo de 19,90% para os atendidos em alta tensão e de 18,38% para os atendidos em baixa tensão. Em 2013, o reajuste médio ficou em 7,64% para o período de 12 meses, sendo 9,22% o reajuste econômico e de -1,58% relativos aos componentes financeiros pertinentes.

(v) Repasses de Recursos da CDE e da Conta ACR

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

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); prover recursos e permitir a amortização de operações financeiras vinculadas à indenização por ocasião da reversão das concessões ou para atender à finalidade de modicidade tarifária; 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, de 11 de setembro de 2012, convertida na Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, e da Medida Provisória nº 605, vigente no período de 23 de janeiro a 3 de junho de 2013, a CDE teve seu rol de destinações ampliado, quais sejam: prover recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (na vigência da MP 605/2013); e prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição (na vigência da MP nº 605/2013).

Em caráter excepcional, visando atenuar os efeitos da conjuntura hidrológica desfavorável, diante das medidas empreendidas pelo Governo Federal em prol da modicidade tarifária, foi publicado o Decreto nº 7.945, de 7 de março de 2013, que introduziu novas alterações nos instrumentos de repasse de recursos da CDE. Assim, a CDE passou a prover ainda: recursos para o risco hidrológico, exposição involuntária, ESS por segurança energética e o valor integral ou parcial do saldo positivo acumulado pela Conta de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVA, de que trata a Portaria Interministerial nº MME/MF nº 25/2002, relativo ao ESS e à energia comprada para revenda (CVA Energia e CVA ESS). Esse repasse terá apuração anual, nos processos de reajuste e revisão tarifária das concessionárias de distribuição realizada no período de março de 2013 a fevereiro de 2014.

Sendo assim, a Resolução Homologatória 1.589/2013 que reajustou as tarifas da CEB D, estabeleceu também, um valor mensal correspondente a R\$ 1.763 a ser repassado pela Eletrobrás à Companhia, no período de competência de dezembro de 2013 a julho de 2014, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Em 19 de agosto de 2014, a Resolução Homologatória nº 1.779/2014 reajustou as tarifas da CEB Distribuição S.A., estabeleceu também um valor mensal correspondente a R\$ 2.574 a ser repassado à empresa pela Eletrobrás, no período de competência de agosto de 2014 a julho de 2015, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Em 07 de março de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.203/14, de forma a incluir a neutralização da exposição involuntária das concessionárias de distribuição no mercado de curto prazo, para a competência de janei-

ro de 2014, decorrente da compra frustrada no leilão de energia proveniente de empreendimentos existentes realizado em dezembro de 2013.

Adicionalmente, em 2 de abril de 2014, foi publicado o Decreto nº 8.221/2014 garantindo o direito das distribuidoras de reembolso dos custos extraordinários provenientes de energia termoeétrica através de contratos por disponibilidade além daquelas adquiridas no mercado de curto prazo para o período de fevereiro até dezembro de 2014. O decreto define que caberá à CCEE contratar operações de crédito destinadas à cobertura prevista no parágrafo anterior e gerir a CONTA-ACR, assegurando o repasse dos custos incorridos nas operações à Conta de Desenvolvimento Energético – CDE.

A CONTA-ACR foi criada por meio do Decreto nº 8.221/2014 e regulamentada pela ANEEL por meio da Resolução Normativa nº 612/2014. Ela tem por finalidade cobrir os custos adicionais das distribuidoras de energia elétrica pela exposição involuntária no mercado de curto prazo e pelo despacho termelétrico dos contratos por disponibilidade.

A Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) é a responsável pela gestão dessa conta e pela contratação das operações de crédito, além de assegurar o repasse dos custos incorridos nas operações à Conta de Desenvolvimento Energético (CDE). Tais operações custearão as despesas de fevereiro até dezembro de 2014. Também cabe à CCEE prestar as garantias necessárias aos credores das operações de crédito, incluindo cessão fiduciária dos direitos creditórios e do saldo da Conta - ACR.

O valor mensal que será repassado a cada concessionária é homologado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio de Despacho da Superintendência de Regulação Econômica – SRE e considera a cobertura tarifária vigente. No exercício de 2014, o montante reconhecido destes repasses totalizou R\$ 47.910 (Nota 27b) e foram registrados como uma compensação dos custos com energia elétrica comprada.

O recolhimento dos valores repassados pela União será realizado por meio de quotas da CDE, a partir dos processos tarifários de 2015, com atualização do IPCA.

(vi) Prorrogação da Concessão

O Contrato de Concessão da Companhia nº 066/1999 - ANEEL foi celebrado com a ANEEL (representando o Poder Concedente) em 26 de agosto de 1999 e tem vigência até 7 de julho de 2015. Nele está prevista a possibilidade de renovação por mais vinte anos, desde que subordinada ao interesse público e que o pedido fosse apresentado até 36 (trinta e seis) meses antes do término do prazo contratual, ou seja, até 7 de julho de 2012.

Em 29 de junho de 2012, a CEB D protocolou na ANEEL sob o nº 48513.022210/2012-00 o requerimento de prorrogação de Concessão de exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal, anexando, para tanto, os comprovantes de regularidade e adimplemento, conforme exigência contratual vigente.

Nos termos da Medida Provisória nº 579, de 12 de setembro de 2012, e do Decreto nº 7.805, de 17 de setembro de 2012, em 5 de outubro de 2012 a CEB D ratificou o protocolo ANEEL nº 48513.033465/2012-00, referente ao pedido de prorrogação da concessão de exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal por um período adicional de 30 (trinta) anos.

Em 11 de janeiro de 2013, a Medida Provisória foi convertida na Lei 12.783, entre outros, “dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária” e no Capítulo II trata “DA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA”. Especificamente o Art. 7º estabelece a possibilidade de prorrogação das concessões, entre outras, as de distribuição de energia elétrica (a critério do poder concedente) por uma única vez pelo prazo de até 30 (trinta) anos.

Em 17 de janeiro de 2014, a ANEEL manifestou-se sobre o requerimento de prorrogação dos Contratos de Concessões vincendos em 2015 e 2017 informando que, dentro de sua competência regulatória, realiza a análise dos requerimentos de prorrogação das concessões de distribuição, cabendo ao Poder Concedente a decisão final sobre a aprovação ou a rejeição de tais pedidos.

Conforme consta no Contrato de Concessão, na análise do pedido de prorrogação, a ANEEL levará em consideração todas as informações sobre o serviço público de distribuição de energia elétrica prestado, devendo aprovar ou rejeitar o pleito dentro do prazo acima previsto. O deferimento do pedido levará em consideração o cumprimento dos requisitos de serviço adequado, por parte da concessionária, conforme relatórios técnicos fundamentados, emitidos pela fiscalização da ANEEL

Sobre esse aspecto, a Distribuidora encaminhou as seguintes providências:

- a) O Contrato de Concessão Nº 066/1999-ANEEL foi celebrado pela CEB com o Poder Concedente, em 26/8/1999, e tem vigência até 7 de julho de 2015. Nele, está prevista a possibilidade de prorrogação por mais vinte anos, desde que subordinada ao interesse público e que o pedido seja apresentado até 36 (trinta e seis) meses antes do término do prazo contratual, ou seja, até 7 de julho de 2012.
- b) Em 29 de junho de 2012, por meio da Carta Nº 267/2012-DD, a CEB Distribuição S.A. protocolou na ANEEL, sob o Nº 48513.022210/2012-00, o requerimento de prorrogação da concessão de exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal, anexando, para tanto, os comprovantes de regularidade e adimplemento, conforme exigência contratual vigente.
- c) Nos termos da MP Nº 579 e do Decreto Nº 7.805/2012, em 5 de outubro de 2012, por intermédio da Carta Nº 367/2012-DD, sob o protocolo da ANEEL de Nº 48513.033465/2012-00, a CEB Distribuição S.A. ratificou o pedido de prorrogação da concessão de exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal, por um período adicional de 30 (trinta) anos, formulado originalmente pela Carta Nº 267/2012-DD. Conforme exigido no Art. 2º do Decreto Nº 7.805/2012, também foram entregues por essa carta, os documentos comprobatórios de regularidade fiscal, trabalhista e setorial, assim como de qualificação jurídica, econômico-financeira e técnica.
- d) A Lei Nº 12.783/2013, em seu Art. 8º estabelece que as concessões que não forem prorrogadas, nos termos da lei, serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 (trinta) anos. O cálculo do valor da indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, utilizará como base, a metodologia de valor novo de reposição (VNR), conforme critérios estabelecidos em regulamento do Poder Concedente. Além dessa previsão do cálculo da reversão, foi incluído pela ANEEL, dispositivo de garantia de que, valores registrados na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" (CVA) e outros itens financeiros, também façam parte do referido cálculo de reversão, quando da extinção da concessão.
- e) Visando a adequação da prestação de serviço de distribuição para a pretendida prorrogação da concessão, a CEB Distribuição S.A., em conjunto com a ANEEL, elaborou diagnóstico da atual situação da qualidade do serviço e do atendimento, bem como da sustentabilidade econômico-financeira da concessão. Em atenção à solicitação da ANEEL, a Distribuidora está elaborando um Plano de Resultados, com o objetivo de explicitar as ações necessárias à adoção de medidas de curto e médio prazos, para o restabelecimento da qualidade do serviço, contemplando os seguintes aspectos: Indicadores de Continuidade; Plano de Gerenciamento da Gestão; Obras - PDD; Reclamações e I-ASC; Segurança do Trabalho e da População; e Situação Econômico-Financeira.

Destaque-se que a CEB Distribuição S.A. já manifestou sua determinação em realizar as ações que estão sendo planejadas, com a expectativa de que o mencionado PLANO possibilite a adequação da

prestação do serviço pela Empresa. No que diz respeito à sustentabilidade econômico-financeira, será adotado padrão utilizado pelo mercado de no máximo 3(três) vezes a relação entre a dívida líquida e a geração de caixa (dívida líquida/EBITDA). Para o indicador de capacidade financeira (cumprimento das obrigações assumidas relativas às despesas operacionais, investimentos e juros da dívida), será utilizada a referência da ANEEL, que corresponde a no máximo sete vezes a relação entre a dívida líquida/(EBITDA – CAPEX).

No entanto, as regras para prorrogação da concessão das distribuidoras de energia elétrica ainda estão em fase de elaboração, mas já é certo que as concessionárias terão que cumprir um plano de recuperação, de modo a alcançar referências estabelecidas pela Agência, tanto no que se refere aos índices da situação econômico-financeira, assim como quanto à qualidade do serviço prestado, por meio dos indicadores DEC e FEC, que atualmente encontram-se fora dos padrões exigidos pela ANEEL.

(vii) Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão

Em 10 de dezembro de 2014, foi celebrado com a União, por intermédio da ANEEL, o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 066/1999-ANEEL, cujo objeto é a inclusão de dispositivo de garantia de que valores registrados na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" (CVA) e outros itens financeiros sejam incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão, correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados.

Destaca-se que esse Aditivo foi condição imprescindível para que os ativos e passivos resultantes de variações da Parcela A sejam registrados como ativos financeiros no âmbito da contabilidade societária.

- **CEB Geração S.A.** – 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 energia elétrica, atuando na geração de energia elétrica.

(i) Prorrogação das concessões

Medida Provisória nº 579/12 convertida na Lei nº 12.783/13 e Decreto Lei nº 7.805/12

Em 11 de setembro de 2012, o Governo Federal, com o objetivo de reduzir os custos de energia elétrica para consumidores residenciais e industriais, publicou a Medida Provisória nº 579 (“MP 579”). Em 14 de setembro de 2012, o Decreto Lei nº 7.805 foi emitido, definindo alguns dos procedimentos operacionais para a implementação do que foi estabelecido na MP 579. Esta Medida Provisória permitiu aos concessionários com contratos vencendo entre 2015 e 2017, a possibilidade de prorrogação das suas concessões, mediante condições nela estabelecidas.

Para as concessionárias de geração, as principais condições referem-se à mudança para um regime tarifário, com revisões periódicas e quando da renovação haverá indenização dos ativos residuais pelo Valor Novo de Reposição – VNR. Os investimentos futuros deverão ser submetidos previamente à aprovação do agente regulador. A remuneração dos geradores pela operação e manutenção, deverá ser definida em normatização específica que será elaborada pela ANEEL.

Conforme noticiado pelo Governo, essa medida reduziria as tarifas de energia elétrica em 20,2%, em média (16,2% para residenciais e de 19,7% a 28% para os consumidores industriais) e baseia-se em dois pontos principais:

- (i) eliminação dos encargos setoriais RGR e CCC e redução da CDE, que contribuirá para a redução das tarifas finais em 7%; e

- (ii) definição de novas condições para a prorrogação de contratos de concessão de geração, transmissão e distribuição, com datas de vencimento entre 2015 e 2017, com um impacto médio de 13,2% nas tarifas finais.

A subsidiária integral CEB Geração S.A., possui 2 (duas) concessões de geração de energia, conforme descrito a seguir:

- (i) UTE Brasília, outorgada pela Portaria do Ministério de Minas Energia - MME N° 255, e termo final da concessão em 7/7/2015. Para essa concessão, a Companhia apresentou à ANEEL, no dia 15 de outubro de 2012, requerimento de prorrogação da concessão de geração de energia elétrica destinada a serviço público, definida como Usina Termelétrica.

Em cumprimento ao disposto na Instrução CVM n° 358, de 03 de janeiro de 2002, a Companhia comunicou aos acionistas da Companhia Energética de Brasília – CEB e aos demais segmentos do mercado de capitais, que a subsidiária integral CEB Geração S.A. protocolou no dia 15 de outubro de 2012, junto à Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, o pedido de prorrogação da concessão de geração de energia elétrica destinada a serviço público relativo à Usina Termelétrica de Brasília, conforme consta na Medida Provisória n°. 579, de 11 de setembro de 2012 e na aprovação na 35ª Assembleia Geral Extraordinária da CEB Geração S.A.

- (ii) UHE Paranoá, outorgada pelo Decreto no. 65.664, de 29/10/69 e prorrogada pela Portaria MME no. 255, e termo final da concessão em 29 de outubro de 2019.

Considerando que a concessão da UHE Paranoá expira apenas em 2019, as regras introduzidas pela MP 579 não se aplicam a essa concessão neste momento.

- **CEB Participações S.A. – CEBPar** – sociedade por ações de capital fechado, autorizada pela Lei Distrital n° 1.788 de 27 de novembro de 1997, constituída como subsidiária integral, atuando 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 também 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.

- **CEB Lajeado S.A.** – sociedade por ações de capital fechado, autorizada pela Lei Distrital n° 2.515 de 31 de dezembro de 1999, controlada pela Companhia Energética de Brasília – CEB, com 59,93% (cinquenta e nove vírgula noventa e três por cento) do total das ações, representada por ações ordinárias. As Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS, detém 40,07% (quarenta vírgula zero sete por cento) 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 do Aproveitamento Hidroelétrico Luís Eduardo Magalhães e Sistema de Transmissão Associado, nos termos do Contrato de Concessão n° 05/97 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 de 16 de dezembro de 1997.

- **Companhia Brasileira de Gás – CEBGAS** – 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, e 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 também:
 - efetuará 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;
 - poderá 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
 - poderá 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.

A CEBGAS entrou em operação em 8 de novembro de 2007, através do suprimento de GNL (Gás Natural Liquefeito), proveniente da cidade de Paulínia, no Estado de São Paulo, para o Distrito Federal, e a sua distribuição a partir da celebração de contratos de compra e venda com seus distribuidores no Brasil. 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 CEBGÁS com 51% (cinquenta e um por cento) das ações ordinárias, e 17% do total das ações.

(b) Controlada em conjunto com outros acionistas

- **Energética Corumbá III S.A.** – 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 de energia elétrica. A CEB detém uma participação de 37,5% do capital social, sendo 25,0% das ações ordinárias e 50,0% das ações preferenciais.

(c) Coligada

- **Corumbá Concessões S.A.** – sociedade por ações de capital fechado, constituída em 06 de dezembro de 2000, concessionária do serviço público de energia elétrica, atuando na geração de energia elétrica, na condição de produtora independente de energia elétrica. A participação do Grupo no capital social da empresa é de 47,57% (47,57% em 31/12/2013), sendo 45,21% (45,21% em 31/12/2013) de propriedade da CEB e 2,36% (2,36% em 31/12/2013) de propriedade da CEB Participações S.A..

(i) Ressarcimento e perdas e danos

Em dezembro de 2006, o fornecedor e acionista Serveng- Civilsan S.A. (“Serveng”) requereu o reconhecimento de compensação por perdas e danos nos contratos de obras gerado por atrasos no recebimento das faturas no montante de R\$ 31.416, sendo recalculado e atualizado para dezembro de 2009 em cerca de R\$ 71.086. Foi ainda apresentado em julho de 2009 uma complementação desse montante, relativo à correção e juros de mora também gerados pelos atrasos nos pagamentos das faturas que, em valores recalculados para

dezembro de 2009, totalizavam R\$ 51.515. Este último deve ser somado ao primeiro valor pleiteado de perdas e danos, totalizando, portanto, R\$ 122.601 em 31 de dezembro de 2009.

Dando continuidade à matéria, em abril de 2010 (2ª Reunião do Conselho de Administração – RECA), a Corumbá Concessões S.A contratou consultores jurídico e contábil, *experts* na matéria, para avaliar o pleito e recalculer os valores apresentados pela Serveng, tendo sido em seguida, convocada reunião do Conselho de Administração (4ª RECA de agosto de 2010) para apreciação dos valores resultantes (Serveng versus consultores jurídico e contábil).

Não obstante a apresentação dos consultores, os quais expuseram valores cerca de 40% menores que o pleiteado, os Conselheiros concluíram e fizeram registrar em ata que não dispunham de dados suficientes para deliberar sobre quaisquer dos dois valores (Serveng ou Consultores), naquele momento, autorizando a Diretoria a dar prosseguimento na matéria mantendo o Conselho informado.

Em 16 de dezembro de 2010, a Serveng-Civilsan S.A., dando continuidade à sua demanda, instaurou o procedimento arbitral junto à Câmara de Conciliação, Mediação e Arbitragem de São Paulo – CIESP, de forma que seja dado andamento ao seu pleito.

Após realização de perícia técnica, foi realizada audiência de instrução e julgamento na data de 04 de dezembro de 2013, na sede da Corte Arbitral, onde foram ouvidos os peritos, e testemunhas arroladas pela Serveng, após, foi deferido prazo para a Corumbá Concessões S.A ofertar minuta rechaçando os pareceres ofertados pela Serveng, acerca do tema “prescrição”, em obediência aos princípios da ampla defesa e do contraditório. A Corumbá Concessões S.A ofertou tempestivamente minuta rechaçando as alegações da Serveng, com lastro em 02 (dois) sólidos pareceres jurídicos.

Por conseguinte, as partes ofertaram suas alegações finais na data de 18 de fevereiro de 2014. Durante toda a evolução do processo, a administração, em conjunto com seus assessores jurídicos, estimava que a chance de perda era remota e, por isso, nenhuma provisão vinha sendo registrada nas informações financeiras.

Em 23 de julho de 2014 o Tribunal Arbitral deu conhecimento da sentença às partes, reconhecendo a procedência do pleito formulado pela Serveng, para condenar a Corumbá Concessões S.A. ao pagamento do valor de R\$118.254, atualizado para data de 30 de junho de 2014, a ser pago no prazo de 60 (sessenta) dias, contados da intimação da sentença, sendo estabelecido ainda que nesse período incidirão juros de 1% a.m. (simples) e correção monetária pelo índice IGP-M. A Companhia pediu esclarecimentos adicionais à Câmara de Conciliação, Mediação e Arbitragem de São Paulo – CIESP porém o mesmo manteve sua decisão.

Desta forma, por meio da referida sentença arbitral deu-se liquidez aos valores devidos pela Corumbá Concessões S.A à Serveng a título de ressarcimento e de perdas e danos decorrentes dos atrasos nos pagamentos das faturas contratuais, sendo reconhecido integralmente como despesa.

Após tomar ciência da manutenção da condenação, foi realizada em 13 de outubro de 2014 a 2ª Reunião do Conselho de Administração - RECA da Corumbá Concessões S.A, onde foi deliberado por unanimidade, acatar a referida decisão arbitral, orientando a Corumbá Concessões S.A a quitar tal obrigação o mais rapidamente possível, aprovando ainda alavancagem financeira com este fim.

Com a 2ª emissão de debêntures e a reestruturação da dívida da Corumbá Concessões S.A, os valores da condenação retrocitada foram quitados em 19 de dezembro de 2014.

(ii) 2ª Emissão de Debêntures

A 2ª Emissão de Debêntures, não conversíveis em ações da Corumbá Concessões S.A, é dividida em duas séries, uma Primeira Série da espécie quirografária com garantia fidejussória e real adicionais, a ser convola-

da em da espécie com garantia real e com garantia fidejussória adicional; enquanto as Debêntures da Segunda Série serão da espécie quirografária, a ser convolada em da espécie com garantia real, cuja emissão foi aprovada na 1ª Assembleia Geral Extraordinária, realizada em 28 de novembro de 2014.

As Debêntures foram objeto de oferta pública de distribuição com esforços restritos de colocação, nos termos da Instrução CVM 476, sob o regime de garantia firme de colocação no montante total da Emissão, com a intermediação do Banco BTG Pactual S.A. (“Coordenador Líder”) e do Banco Bradesco BBI S.A. (“BBI” e, em conjunto com o Coordenador Líder, “Coordenadores”). Como banco liquidante e escriturador/mandatário o Bradesco S/A.

Características da Emissão:

- Valor Nominal Unitário: R\$ 500;
- Quantidade de Debêntures: 963 (Novecentas e sessenta e três) Debêntures, sendo 540 (Quinhentas e quarenta) debêntures relativas à primeira série (“Debêntures da Primeira Série”) e 423 (Quatrocentas e vinte e três) Debêntures relativas à segunda série (“Debêntures da Segunda Série”);
- Séries: A Emissão foi realizada em 02 (duas) séries;
- Remuneração: equivalente a 128,0% da variação acumulada das taxas médias diárias do DI – Depósitos Interfinanceiros de um dia, over extra grupo (Taxa DI-Over);
- Valor Total da Oferta Restrita: R\$ 481.500 (Quatrocentos e oitenta e um milhões e quinhentos mil reais);
- Data de Emissão: 19 de dezembro de 2014;
- Data de Integralização: 19 de dezembro de 2014;
- Forma de Integralização: A integralização foi realizada à vista, na data de subscrição, em moeda corrente nacional por meio de procedimentos do Módulo de Distribuição de Ativos - MDA, administrado e operacionalizado pela CETIP S.A. – Mercados Organizados (“CETIP”);
- Prazo de Vencimento: As Debêntures terão prazo de vencimento de 8 (oito) anos, contados da data de emissão;
- Data de Vencimento: 19 de dezembro de 2022;
- Banco Escriturador e Mandatário: Banco Bradesco S.A.;
- Coordenadores Líderes: Banco BTG Pactual S.A. (“Coordenador Líder”) e do Banco Bradesco BBI S.A. (“BBI” e, em conjunto com o Coordenador Líder, “Coordenadores”).
- Agente Fiduciário: Pentágono S.A. Distribuidora de Títulos e Valores Mobiliários
- Código CETIP: Série 1 (“CRUM 12”) e Série 2 (“CRUM 22”)

Destinação dos Recursos: Os recursos captados com a Emissão foram utilizados para amortização de dívidas da Companhia, incluindo dívidas bancárias BNDES/BB e Debêntures 1ª emissão) e de processos judiciais e reforço do capital de giro.

- **Investco** (investida direta da CEB Lajeado S.A.) – Empresa de capital aberto que tem como objeto social 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 (UHE Lajeado). 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, 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 do Aproveitamento Hidroelétrico Luís Eduardo Magalhães e Sistema de Transmissão Associado, nos termos do Contrato de Concessão nº 05/97 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.

(d) Outras Participações

- **BSB Energética S.A.** – 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 9,00% do capital social da BSB Energética S.A.

1.3 Concessões das operações

A CEB e suas controladas e controladas em conjunto detêm junto à ANEEL e ANP, as seguintes concessões:

Investidas	Localização	Data do Ato	Data de Vencimento
Distribuição			
CEB Distribuição S/A	Brasília – DF	20.06.2005	07.07.2015
Geração			
CEB Participações S/A	Brasília – DF	26.01.2000	18.12.2032
CEB Geração S/A	Brasília – DF	14.09.2005	20.10.2019
Energética Corumbá III	Brasília – DF	07.11.2001	07.11.2036
CEB Lajeado S/A	Brasília – DF	31.12.1999	15.12.2032
Outros			
Companhia Brasileira de Gás S/A - CEBGÁS	Brasília – DF	23.03.2001	09.01.2030

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

2.1 Base de Preparação das Demonstrações Financeiras

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 mensurados pelo valor justo por meio do resultado;
- Os ativos financeiros disponíveis para venda mensurados pelo valor justo;
- O ativo atuarial de benefício definido é reconhecido como o total líquido dos ativos dos planos, acrescido do custo de serviço passado não reconhecido e perdas atuariais não reconhecidas, deduzido dos ganhos atuariais não reconhecidos e do valor presente da obrigação do benefício definido.

(a) 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).

(b) Demonstrações financeiras individuais

As demonstrações financeiras individuais da controladora foram preparadas conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPCs) e que estão alinhadas às normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), exceto quanto ao assunto descrito no parágrafo a seguir. 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.

Em 23 de dezembro de 2014 foram emitidas alterações ao Pronunciamento Técnico CPC 35 - Demonstrações Separadas em função de alterações feitas na IAS 27 - *Separate Financial Statements* pelo IASB, com a inclusão da possibilidade da adoção do método da equivalência patrimonial em controladas nas demonstrações separadas e consequentes alterações nos Pronunciamentos Técnicos CPC 37 - Adoção Inicial das Normas Internacionais de Contabilidade e CPC 18 - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto. Dessa forma, essas demonstrações financeiras individuais passaram a estar em conformidade com as IFRSs a partir de 2014, em virtude de já adotar o método da equivalência patrimonial para valorização dos seus investimentos em controladas, em coligadas e em empreendimentos controlados em conjunto.

(c) 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, baseadas 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:

(i) Benefícios de planos de pensão

O valor atual de obrigações de planos de pensão depende de uma série de fatores que são determinados com base em cálculos atuariais, que utilizam uma série de premissas. Entre as premissas usadas na determinação do custo (receita) líquido para os planos de pensão, está a taxa de desconto. Quaisquer mudanças nessas premissas afetarão o valor contábil das obrigações dos planos de pensão.

O Grupo determina a taxa de desconto apropriada ao final de cada trimestre. Esta é a taxa de juros que deveria ser usada para determinar o valor presente de futuras saídas de caixa estimadas, que devem ser necessárias para liquidar as obrigações de planos de pensão. Ao determinar a taxa de desconto apropriada, o Grupo considera as taxas de juros de títulos públicos de primeira linha, sendo estes mantidos na moeda em que os benefícios serão pagos e que têm prazos de vencimentos próximos aos prazos das respectivas obrigações de

planos de pensão.

Outras premissas importantes para as obrigações de planos de pensão se baseiam, em parte, em condições atuais do mercado. Informações adicionais estão divulgadas na Nota 22.

(ii) 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;
- 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 2.7 (a). Informações adicionais estão divulgadas na Nota 6.c.

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

Uma perda por redução ao valor recuperável existe quando o valor contábil de um ativo ou unidade geradora de caixa excede o seu valor recuperável, o qual é o maior 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. O cálculo do valor em uso é baseado no 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 de 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 2.14).

(iv) 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 poderiam afetar o valor justo apresentado dos instrumentos financeiros (Nota 4.3).

(v) Provisões para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórios

O Grupo reconhece provisão para causas cíveis, trabalhistas, tributárias e regulatórias. A avaliação da probabilidade de perda inclui as evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos

advogados internos e externos.

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

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 23.

(vi) Contrato de concessão (ativo intangível da concessão e ativo financeiro indenizável) – Atividade de distribuição

Conforme as normas contábeis 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 ICPC 01, dependendo do tipo de compromisso de remuneração do concessionário assumido com o concedente, conforme contrato estabelecido entre as partes, que são o modelo do ativo financeiro, o modelo do ativo intangível e o modelo bifurcado.

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

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

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.

Com o advento da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, a Administração entendeu que a melhor estimativa para cálculo da indenização a ser paga pelo poder concedente ao término do contrato de concessão seria utilizar a metodologia do Valor Novo de Reposição (VNR). Esta metodologia é atualmente adotada pelo regulador para fins de determinação da Base de Remuneração Regulatória (BRR) e da consequente remuneração do acionista, no momento das revisões tarifárias periódicas. Desta maneira, o valor justo do ativo financeiro a ser recebido do poder concedente ao final da concessão foi determinado pela CEB D utilizando o valor residual da BRR, ao final do prazo contratual da concessão.

Esse ativo financeiro está classificado em 31 de dezembro de 2014 como um ativo disponível para venda, avaliado a valor justo, pois a Administração entende que esta classificação é a mais adequada, já que o valor da indenização a ser recebido ao término da concessão não é fixo, embora seja estimável. Até 31 de dezembro de 2011, esse ativo financeiro estava classificado como empréstimos e recebíveis, avaliado a custo amortizado.

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 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 CEB D 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 2014, 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 subseqüentes 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 Companhia mantém outros ativos intangíveis que têm vidas úteis finitas e que são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas para redução ao valor recuperável, quando aplicável (Nota 15).

(vii) 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 474/12, emitida pela ANEEL, onde 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 367/09. As taxas de depreciação refletem a vida útil dos ativos e são as utilizadas pela Investco para a depreciação dos seus ativos imobilizados. O valor residual é o saldo remanescente do ativo ao final da concessão, pois, conforme estabelecido e contrato assinado 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 assessor-

res legais e considerando os fatos e circunstâncias disponíveis no momento. Eventuais alterações serão acompanhadas e 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 14).

(xi) 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 15).

(d) Emissão das demonstrações financeiras

A emissão dessas demonstrações financeiras individuais e consolidadas do Grupo foi autorizada pelo Conselho de Administração em 18 de março de 2015.

2.2 Consolidação de demonstrações contábeis e contabilização de investimentos societários

(a) Participação de acionistas não-controladores

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

(b) Investimentos em controladas e controladas em conjunto

As demonstrações financeiras de controladas são incluídas nas demonstrações financeiras consolidadas a partir da data em que o controle se inicia até a data em que o controle deixa de existir. As controladas em conjunto que possuem controles compartilhados (*Joint Venture*) com outras entidades, são avaliadas pelo método de equivalência patrimonial tanto nas demonstrações financeiras individuais quanto nas consolidadas. As políticas contábeis das controladas e controladas em conjunto estão alinhadas com a política contábil adotada pelo Grupo (Nota 13(e)).

(c) Investimentos em coligadas

As coligadas são aquelas entidades nas quais a Companhia, direta ou indiretamente, tenha influência significativa, mas não controle sobre as políticas financeiras e operacionais. A influência significativa supostamente ocorre quando a Companhia, direta ou indiretamente, mantém entre 20% e 50% das ações ou quotas com poder de voto da outra entidade.

Os investimentos em coligadas são contabilizados por meio do método de equivalência patrimonial e são reconhecidos inicialmente pelo custo. Os investimentos da Companhia estão líquidos de quaisquer perdas por redução do valor recuperável, quando aplicável. As demonstrações financeiras consolidadas incluem as receitas e despesas e as variações patrimoniais de companhias coligadas, após a realização de ajustes para alinhar as suas políticas contábeis com aquelas do Grupo, a partir da data em que uma influência significativa ou controle conjunto começam a existir até a data em que aquela influência significativa ou controle conjunto cessam. Quando a participação do Grupo nos prejuízos de uma companhia investida cujo patrimônio líquido tenha sido contabilizado exceda a sua participação acionária nessa companhia registrada por equivalência patrimonial, o valor contábil daquela participação acionária, incluindo quaisquer investimentos de longo prazo, é reduzido a zero, e o reconhecimento de perdas adicionais é encerrado, exceto nos casos em

que o Grupo tenha obrigações construtivas ou efetuou pagamentos em nome da companhia investida, quando, então, é constituída uma provisão para a perda de investimentos, ou obrigação por passivo a descoberto.

(d) Operações controladas em conjunto

Operações controladas em conjunto são aqueles empreendimentos sobre cujas atividades a Companhia, direta ou indiretamente, controla em conjunto com outro(s) investidor(es), por meio de acordo contratual que exige consentimento unânime para as decisões financeiras e operacionais.

Uma operação controlada em conjunto é uma operação na qual cada empreendedor utiliza seus próprios ativos com o objetivo das operações em conjunto. As demonstrações financeiras consolidadas incluem os ativos que o Grupo controla e os passivos nos quais ele incorre durante o curso das atividades visando a operação conjunta, e as despesas nas quais o Grupo tenha incorrido e sua participação nas receitas que aufera da operação conjunta (Nota 13(f)).

É registrada a quota-parte dos ativos, passivos e resultados das operações de consórcio na controlada que possui a correspondente participação.

(e) Perda de Controle

Quando da perda de controle, o Grupo desreconhece os ativos e passivos da subsidiária, qualquer participação de não-controladores e outros componentes registrados no patrimônio líquido referentes a esta subsidiária. Qualquer ganho ou perda originado da perda de controle é reconhecido no resultado. Se o Grupo retém qualquer participação na antiga investida, então esta participação é mensurada pelo seu valor justo na data em que há a perda de controle. Subsequentemente, esta participação é mensurada através da utilização da equivalência patrimonial em coligadas ou pelo custo ou valor justo em um ativo disponível para venda, dependendo do nível de influência retido.

As demonstrações financeiras consolidadas abrangem as da Companhia Energética de Brasília - CEB e as de suas controladas em 31 de dezembro de 2014 e de 2013, como seguem:

Empresas Controladas	Atividade	Participação	31/12/2014	31/12/2013
CEB Distribuição S.A	Distribuição	Direta	100,00%	100,00%
CEB Geração S.A.	Geração	Direta	100,00%	100,00%
CEB Participação S.A.	Comercialização	Direta	100,00%	100,00%
CEB Lajeado S.A.	Comercialização	Direta	59,93%	59,93%
Companhia Brasiliense de Gás	Distribuição e Comercialização de Gás Combustível Canalizado	Direta	17,00%	17,00%

(e) 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 registrado 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

(a) 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 Companhia 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.

(b) 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 02 (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 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.

(a) 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 5) e as Aplicações Financeiras com prazo superior a noventa dias (Nota 10).

(b) 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.

Os ativos mantidos até o vencimento que encontravam-se classificados neste grupo até 31 de dezembro de 2014, eram compostos de Títulos de Créditos a Receber (Nota 9).

(c) 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 5), Contas a receber (Nota 6), e Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiro (Nota 8).

(d) 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 atribuíveis. 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 12).

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 do ativo expiram, ou quando a Companhia ou suas controladas e coligadas transfere os direitos ao recebimento dos fluxos de caixa contratuais sobre um ativo financeiro em uma transação no qual essencialmente todos os riscos e benefícios da titularidade do ativo financeiro são transferidos. Eventual participação que seja criada ou retida pela Companhia nos ativos financeiros são reconhecidos como um ativo ou passivo individual.

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

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

(a) Ativos mensurados ao custo amortizado

O Grupo avalia na data de cada balanço se há evidência objetiva de que um ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros está deteriorado. Um ativo ou grupo de ativos financeiros está deteriorado e as perdas por *impairment* são incorridas somente se há evidência objetiva de *impairment* como resultado de um ou mais eventos ocorridos após o reconhecimento inicial dos ativos (um "evento de perda") e aquele evento (ou eventos) de perda tem um impacto nos fluxos de caixa futuros estimados do ativo financeiro ou grupo de ativos financeiros que pode ser estimado de maneira confiável.

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

- i. dificuldade financeira relevante do emissor ou devedor;
- ii. uma quebra de contrato, como inadimplência ou mora no pagamento dos juros ou principal;
- iii. 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;
- iv. torna-se provável que o tomador declare falência ou outra reorganização financeira;
- v. o desaparecimento de um mercado ativo para aquele ativo financeiro devido às dificuldades financeiras; ou
- vi. 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 da perda por *impairment* diminuir e a diminuição puder ser relacionada objetivamente com um evento que ocorreu após o *impairment* ser reconhecido (como uma melhoria na classificação de crédito do devedor), a reversão dessa perda reconhecida anteriormente será reconhecida 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, concessionárias e permissionárias 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 6).

(a) 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;
- 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 e que quando excede 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 de Parcela A e outros itens financeiros

Em 25 de novembro de 2014, a ANEEL decidiu aditar os contratos de concessão e permissão, das companhias de distribuição de energia elétrica brasileiras, com vistas a eliminar eventuais incertezas, até então existentes, quanto ao reconhecimento e à realização das diferenças temporais, cujos valores são repassados anualmente na tarifa de distribuição de energia elétrica – Parcela A (CVA) e outros componentes financeiros. No termo de 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 (“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 aos Contratos de Concessão, representou um elemento novo que eliminou, a partir da adesão (assinatura) das Concessionárias aos referidos contratos, as eventuais incertezas quando à probabilidade de realização do ativo ou exigibilidade do passivo desses itens originados das discussões tarifárias entre as entidades e o regulador, e que até então eram consideradas impeditivas para o reconhecimento desses ativos e passivos.

Por se tratar de evento novo, a Companhia 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 8).

2.10 Contrato de concessão (ativo intangível de concessão e ativo financeiro indenizável) – Atividade de distribuição

A Interpretação ICPC 1/IFRIC 12 prevê que uma vez que se considera 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 concedente, conforme contrato estabelecido entre as partes, que são o modelo do ativo financeiro, do ativo intangível e do modelo 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:

- pelo Poder Concedente, no tocante ao valor contábil da infraestrutura ao final do contrato de concessão (ativo financeiro da concessão); e
- pelos 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 operadas pelo 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 2014, 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. Em 31 de dezembro de 2011, esse ativo financeiro estava classificado como empréstimos e recebíveis, avaliado a custo amortizado.

Com a introdução da Medida Provisória nº 579, convertida na Lei 12.783/2013 (para maiores informações vide Nota Explicativa nº 1.2(a)), ficaram definidos os critérios utilizados pelo Poder Concedente para apurar o valor de indenização a ser pago ao término do contrato de concessão, ou seja, será determinado 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 CEB D 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 2014, 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 12)

2.11 Propriedade para Investimento

Propriedade para investimento é a propriedade mantida para auferir receita de aluguel ou para valorização de capital ou para ambos, mas não para venda no curso normal dos negócios, utilização na produção ou fornecimento de produtos ou serviços ou para propósitos administrativos. A propriedade para investimento é mensurada pelo custo.

Custo inclui despesa que é diretamente atribuível a 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.

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 13).

2.12 Intangível

(a) 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 ativo financeiro e ativo intangível, conforme critério mencionado no item 2.10 - Contrato de concessão (ativo intangível de concessão e ativo financeiro indenizável), sendo que 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 15).

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

(b) 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 15).

(c) 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 15).

2.13 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 atribuível 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 14.

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

A Administração revisa, 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.

2.15 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 20), Fornecedores (Nota 16), Obrigações Societárias e Outras Contas a Pagar.

2.16 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.

2.17 Empréstimos e financiamentos

Os empréstimos 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 20).

Os empréstimos 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.

2.18 Provisões

(i) Provisão 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 judiciais e administrativos para 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 disponíveis, 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 (Nota 23).

(ii) Benefícios a empregados

(a) 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 sob os planos de bonificação em dinheiro ou participação nos lucros de curto prazo se a Companhia ou suas controladas e coligadas tem uma obrigação legal ou construtiva de pagar esse valor em função de serviço passado prestado pelo empregado, e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável.

(b) 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 22).

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 menos o

valor justo dos ativos do plano que serão usados para liquidar as obrigações e menos os ganhos ou perdas atuariais não reconhecidos.

Os ativos do plano de benefício complementar são mantidos por uma entidade fechada de previdência complementar (FACEB - Fundação de Previdência dos Empregados da CEB). 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.

2.19 Obrigações Tributárias

A tributação sobre o lucro compreende o imposto de renda e a contribuição social, que são apurados de acordo com a legislação tributária vigente. O imposto de renda é computado sobre o lucro tributável pela alíquota de 15%, acrescido do adicional de 10% para a parcela do lucro que exceder R\$ 240 no período-base para apuração do imposto, enquanto a contribuição social é computada pela alíquota de 9% sobre o lucro tributável. O imposto de renda e a contribuição social correntes são reconhecidos pelo regime de competência.

As antecipações ou os valores passíveis de compensação são demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a previsão de sua realização. A administração periodicamente avalia a posição fiscal das situações, as quais a regulamentação fiscal requer interpretações e estabelece provisões quando apropriado (Nota 17).

A Administração do Grupo decidiu pela não constituição de ativo fiscal diferido até que os planos de recuperação econômico-financeira do Grupo resultem na apuração de lucro tributário futuro de forma consistente.

O Grupo registrou passivo fiscal diferido sobre o ganho na utilização Custo atribuído (deemed Cost), aplicado sobre os imóveis dos Grupo quando da convergência para o IFRS, sobre o 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 (Nota 17).

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, 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 auferidos 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, 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.

- **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, líquido de quaisquer efeitos tributários.

- **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.

(a) 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.

(b) 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 estimativa (fornecimento não faturado).

(c) Receita de construção

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

A CEB-D (“concessionária”) 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.

(d) 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, sendo a taxa de juros efetiva aquela que desconta exatamente 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 a 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 26).

2.26 Legislação Tributária – Lei 12.973/2014

Em 14 de maio de 2014 a Medida Provisória nº 627 foi convertida na Lei 12.973/2014. Este novo normativo trata de forma geral, da distribuição de dividendos e de juros sobre capital próprio e definem que para fins de apuração do lucro real e da base de cálculo da contribuição social sobre o lucro líquido (CSLL) da pessoa jurídica sujeita ao RTT – Regime Tributário de Transição, devem ser considerados os métodos e critérios contábeis vigentes em 31 de dezembro de 2007, dentre outras disposições.

A Companhia amparada pelo diagnóstico realizado avaliou os possíveis impactos de sua aplicabilidade até o ano base de 2014 e não identificou efeitos relevantes sobre suas informações contábeis. A Companhia não optou pela aplicação dos efeitos da Lei 12.973/2014 para o ano-calendário de 2014, conforme prevê o artigo 75. Desta forma, os impactos dessa Lei deverão ocorrer somente a partir de 1º de janeiro de 2015.

2.27 NOVAS NORMAS E INTERPRETAÇÕES AINDA NÃO ADOTADAS

(i) **Novos Pronunciamentos do IFRS, emissões, alterações e interpretações emitidas pelo IASB aplicável às demonstrações contábeis**

As seguintes novas normas, alterações e interpretações de normas foram emitidas pelo IASB e possuem adoção inicial em 01 de janeiro de 2014:

- IAS 32 – Compensação de ativos financeiros e passivos financeiros: em dezembro de 2011, o IASB emitiu uma revisão da norma IAS 32. A alteração desta norma aborda aspectos relacionados à compensação de ativos e passivos financeiros. Esta norma é efetiva desde 01 de janeiro de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.
- IFRS 10, IFRS 12 e IAS 27 - "Entidades de Investimento", em outubro de 2012, o IASB emitiu uma revisão das normas IFRS 10, IFRS 12 e IAS 27, as quais definem entidade de investimento e introduzem uma exceção para consolidação de controladas por entidade de investimentos, estabelecendo o tratamento contábil nestes casos. As alterações destas normas são efetivas para períodos anuais iniciando desde 01 de janeiro de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.
- IFRIC 21 - "Impostos", em maio de 2013, o IASB emitiu a interpretação IFRIC 21. Esta interpretação aborda aspectos relacionados ao reconhecimento de um passivo de impostos quando esse tiver origem em requerimento do IAS 37 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes. Esta interpretação de norma é efetiva para períodos anuais desde 01 de janeiro de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.
- IAS 36 - "Redução ao Valor Recuperável de Ativos", em maio de 2013, o IASB emitiu uma revisão da norma IAS 36. A alteração desta norma requer a divulgação das taxas de desconto que foram utilizadas na avaliação atual e anterior do valor recuperável dos ativos, se o montante recuperável do ativo deteriorado for baseado em uma técnica de avaliação a valor presente baseada no valor justo menos o custo da baixa. Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando desde 01 de janeiro de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.
- IAS 39 - "Mudanças em Derivativos e Continuidade da Contabilidade de Hedge", em junho de 2013, o IASB emitiu uma revisão da norma IAS 39. A alteração desta norma tem o objetivo de esclarecer quando uma entidade é requerida a descontinuar um instrumento de hedge, em situações em que este instrumento expirar, for vendido, terminado ou exercido. Esta norma é efetiva para períodos anuais desde 01 de janeiro de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.
- IAS 19 - "Benefícios a empregados", em novembro de 2013, o IASB emitiu uma revisão da norma IAS 19. A alteração desta norma tem o objetivo de estabelecer aspectos relacionados ao reconhecimento das contribuições de empregados ou terceiros e seus impactos no custo do serviço e períodos de serviços. Esta norma é efetiva para períodos anuais desde 01 de julho de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.

• IAS 27 – “Demonstrações separadas”, em 12 de agosto de 2014, o IASB emitiu revisão da norma IAS 27, permitirá o método de equivalência patrimonial para contabilizar os investimentos em subsidiárias, *joint ventures* e associadas em suas demonstrações contábeis separadas. Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 01 de janeiro de 2016 nas IFRS e para as práticas contábeis adotadas no Brasil já é aceito a partir de 31 de dezembro de 2014, conforme aprovação do Conselho Federal de Contabilidade e adoção antecipada das IFRS. A Companhia não espera ter impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

(ii) Normas, alterações e interpretações de normas que ainda não estão em vigor

As seguintes novas normas, alterações e interpretações de normas foram emitidas pelo IASB, mas não foram editadas pelo CPC:

IAS 1 – “Apresentação das demonstrações financeiras” – em 18 de dezembro de 2014, o IASB publicou “Iniciativa de Divulgação” (Alterações ao IAS 1). As alterações visam esclarecer o IAS 1 e direcionar os impedimentos percebidos sobre o julgamento para a preparação e apresentação das demonstrações contábeis. Esta norma é efetiva para os períodos anuais iniciando em/ou após 01 de janeiro de 2016, com aplicação antecipadas permitida. A Companhia está avaliando os impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

• IFRS 9 – Instrumentos financeiros – em julho de 2014, o IASB emitiu versão final da norma IFRS 9, a qual tem o objetivo de substituir a norma IAS 39 – Instrumentos financeiros: Reconhecimento e mensuração. Estas alterações endereçam algumas questões sobre a aplicação da norma e introduzem o conceito de “valor justo contra os resultados abrangentes” para a mensuração de alguns tipos de instrumentos de dívida. Adicionalmente, o IASB incluiu na norma IFRS 9 requerimentos de reconhecimento de perdas pela não recuperabilidade de ativos relacionadas ao registro de perdas esperadas com créditos sobre os ativos financeiros e compromissos de renegociação destes créditos. Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 01/01/2018. A Companhia está avaliando os impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

• IFRS 14 – Contas de diferimento regulatório, em janeiro de 2014, o IASB emitiu a norma IFRS 14, a qual tem o objetivo específico de regular o reconhecimento de ativos e passivos regulatórios quando da primeira adoção das normas IFRS. Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 01 de janeiro de 2016. A Companhia não espera ter impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

• IFRS 11 – “Acordos de compartilhamento”, em maio de 2014, o IASB emitiu uma revisão da norma IFRS 11. A Alteração da norma IFRS 11 aborda critérios relacionados ao tratamento contábil para aquisições de participações em acordos de compartilhamento que constituam um negócio de acordo com os conceitos constantes no IFRS 3. Esta alteração na norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 01 de janeiro de 2016. A Companhia está avaliando os impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

IAS 16 e IAS 38 – “Esclarecimentos sobre Métodos Aceitáveis de Depreciação e Amortização”, em maio de 2014, o IASB emitiu revisão das normas IAS 16 e IAS 38. Esta revisão tem o objetivo de esclarecer sobre métodos de depreciação e amortização, observando o alinhamento ao conceito de benefícios econômicos futuros esperados pela utilização do ativo durante sua vida útil econômica. Esta alteração na norma é efetiva para os períodos anuais iniciando em/ou após 01 de janeiro de 2016. A Companhia está avaliando os impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

• IFRS 15 – “Receitas de contratos com clientes”, em maio de 2014, o IASB emitiu a norma IFRS 15. A norma substitui a IAS 18 – “Receitas” e a IAS 11 – “Contratos de construção” e uma série de interpretações

relacionadas a receitas. Esta norma é efetiva para os períodos anuais iniciando em/ou após 01 de janeiro de 2017. A Companhia não espera ter impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

- IAS 16 e IAS 41 – em julho de 2014, o IASB emitiu revisão das normas IAS 16 – Ativo Imobilizado e IAS 41 – Ativo Biológico, para incluir ativos biológicos que atendam a definição de “*Bearer plants*” (definidos como “plantas vivas” que são usadas na produção de produtos agrícolas), essa alteração requer que os “*Bearer plants*” sejam registrados como ativo imobilizado de acordo com o IAS 16, registrando a custo histórico ao invés de serem mensurados ao valor justo conforme é requerido pelo IAS 41. Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 01 de julho de 2016. A Companhia não espera ter impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.

- IFRS 10 e IAS 28 – em 11 de setembro de 2014, o IASB emitiu revisão das normas IFRS 10 – Demonstrações Consolidadas e IAS 28 – Investimento em Coligada, em Controladas e em Empreendimento Controlado em Conjunto, essas alterações têm como consequência a inconsistência reconhecida entre as exigências da IFRS 10 e aqueles na IAS 28, para lidar com a venda ou a entrada de ativos de um investidor, coligada ou empreendimento controlado em conjunto. A principal consequência das alterações é que o ganho ou perda é reconhecido quando uma transação envolve um negócio (se ele está instalado em uma subsidiária ou não). Um ganho ou perda parcial é reconhecido quando uma transação envolve ativos que não constituam um negócio, mesmo que esses ativos estejam alocados em uma subsidiária. Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 01 de julho de 2016. A Companhia está avaliando o impacto da adoção destas alterações em suas demonstrações contábeis.

- Melhoria anual das IFRS de setembro de 2014 - o IASB emitiu uma revisão das normas IFRS 5, IFRS 7, IAS 19 e IAS 34. Estas normas são efetivas para os períodos anuais iniciando em/ou após 01 de janeiro de 2016. A Companhia está avaliando o impacto da adoção destas alterações em suas demonstrações contábeis.

3 RECLASSIFICAÇÕES NA DEMONSTRAÇÃO DO VALOR ADICIONADO DE 31/12/2013

A Companhia realizou reclassificação de alguns saldos na demonstração do valor adicionado para atender as disposições de alocações de saldos dos itens 14 e 15 do CPC 09. Estas reclassificações envolveram os sub-grupos de Insumos Adquiridos de Terceiros, Empregados e Impostos, Taxas e Contribuições. Estas reclassificações não afetaram os saldos do Valor Adicionado a Distribuir e da Distribuição do Valor Adicionado. A demonstração do valor adicionado do exercício de 2013 com as respectivas classificações está apresentada abaixo:

	Controladora				31/12/2013 Reapresentado
	31/12/2013 Divulgado	Emprega- dos	Reclassifica- ções INSS Empre- gador	PIS/COFINS não Cumula- tivos	
Receitas	43.134				43.134
Venda de Energia, Serviços	43.081				43.081
Outras Receitas	53				53
Insumos Adquiridos de Terceiros	(32.454)			(2.829)	(35.283)
Serviços de Terceiros	(30.643)			(2.829)	(33.472)
Material	(625)				(625)
Provisões/Reversões	(1.192)				(1.192)

	Controladora				31/12/2013 Reapresentado
	31/12/2013 Divulgado	Emprega- dos	Reclassifica- ções INSS Empre- gador	PIS/COFINS não Cumula- tivos	
Outros	6				6
Valor Adicionado Bruto	10.680			(2.829)	7.851
Retenções	(184)				(184)
Depreciação e Amortização	(184)				(184)
Valor Adicionado Líquido Produzido	10.496			(2.829)	7.667
Valor Adicionado Recebido em Transferên- cia	(84.440)				(84.440)
Receitas Financeiras	1.368				1.368
Resultado de Equivalência Patrimonial	(86.365)				(86.365)
Dividendos Recebidos	557				557
Valor Adicionado Total a Distribuir	(73.944)			(2.829)	(76.773)
Distribuição do Valor Adicionado	(73.944)			(2.829)	(76.773)
Empregados	10.424		(205)		10.219
Salários e Encargos	10.408	(10.203)	(205)		
Remuneração Direta		9.971			9.971
FGTS		232			232
Benefícios	16				16
Participação nos Resultados					
Impostos, Taxas e Contribuições	7.280		205	(2.829)	4.656
Federal	6.410		205	(2.829)	3.786
Estadual e Municipal	870				870
Remuneração de Capitais de Terceiros	3.973				3.973
Aluguéis	50				50
Despesas Financeiras	3.923				3.923
Remuneração de Capitais Próprios	(95.621)				(95.621)
Prejuízos Retidos	(95.621)				(95.621)

	Consolidado				31/12/2013 Reapresentado
	31/12/2013 Divulgado	Emprega- dos	Reclassificações INSS Em- pregador	PIS/COFINS não Cumula- tivos	
Receitas	2.166.535				2.166.535
Venda de Energia, Serviços	2.211.541				2.211.541
Provisão/Rev. para Créditos de Liquidação Duvidosa	(54.548)				(54.548)
Receita de Alienação de Ativo Imobilizado	(114)				(114)
Outras Receitas	9.656				9.656
Insumos Adquiridos de Terceiros					

	Consolidado				
	31/12/2013 Divulgado	Reclassificações			31/12/2013 Reapresentado
		Emprega- dos	INSS Em- pregador	PIS/COFINS não Cumula- tivos	
	(1.338.521)			(114.862)	(1.453.383)
Custos com Serviços de Energia Elétrica	(942.745)			(108.106)	(1.050.851)
Custos de Construção	(186.967)				(186.967)
Serviços de Terceiros	(155.176)			(2.829)	(158.005)
Material	(5.948)				(5.948)
Provisões/Reversões	(8.777)				(8.777)
Outros	(38.908)			(3.927)	(42.835)
Valor Adicionado Bruto	828.014				713.152
Retenções	(50.105)				(50.105)
Depreciação e Amortização	(50.105)				(50.105)
Valor Adicionado Líquido Produzido	777.909				663.047
Valor Adicionado Recebido em Transferência	106.220				106.220
Receitas Financeiras	64.829				64.829
Resultado de Equivalência Patrimonial	40.625				40.625
Dividendos Recebidos	766				766
Valor Adicionado Total a Distribuir	884.129				769.267
Distribuição do Valor Adicionado	884.129				769.267
Empregados	212.681		(21.198)		191.483
Salários e Encargos	151.609	(130.411)	(21.198)		
Remuneração Direta		122.834			122.834
FGTS		7.577			7.577
Benefícios	59.168				59.168
Participação nos Resultados	1.904				1.904
Impostos, Taxas e Contribuições	638.365				544.701
Federal	272.662		21.198	(114.862)	178.998
Estadual e Municipal	365.703				365.703
Remuneração de Capitais de Terceiros	108.246				108.246
Aluguéis	39.221				39.221
Despesas Financeiras	69.025				69.025
Remuneração de Capitais Próprios	(75.163)				(75.163)
Participação dos Acionistas Não Controladores	20.458				20.458
Prejuízos Retidos	(95.621)				(95.621)

As justificativas para as reclassificações são apresentadas a seguir:

Empregados: As reclassificações ocorreram para uma melhor apresentação das informações e para ajustá-las às orientações da norma. Além das alterações nas descrições das rubricas, também foi realizada a reclassificação do valor do INSS empregador para o grupo de Impostos, Taxas e Contribuições para agregá-lo ao valor dos tributos federais, que é o local devido para sua apresentação;

INSS Empregados: A reclassificação foi realizada para atender as recomendações do item 15 do CPC 09, que diz que o valor deste gasto deve ser alocado ao grupo de Impostos, Taxas e Contribuições na rubrica de Tributos Federais;

PIS/COFINS não Cumulativo: A reclassificação faz com que os valores dos Custos com Serviços de Energia Elétrica, Serviços de Terceiros e Outros, que estavam apresentados pelos valores líquidos das contribuições para PIS/COFINS, sejam apresentados pelos valores brutos, diferentes dos valores apresentados na Demonstração do Resultado do Exercício. A reclassificação dos valores atende às determinações do item 14 do CPC 09. Segundo este item, “os valores consumidos devem ser considerados os tributos incluídos no momento das compras (por exemplo, ICMS, IPI, PIS e COFINS), recuperáveis ou não. Esse procedimento é diferente das práticas utilizadas na demonstração do resultado.”

4 INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCO

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.

(a) 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 eventuais devedores, objetivando manter liquidez de seus faturamentos.

Demais Controladas e Coligadas e Controladas em conjunto – São empresas que possuem como principal cliente a CEB D. O principal fator mitigador de risco é a forte regulamentação setorial, uma vez que os custos dessas contratações estão incorporados na Parcela “A” das tarifas da distribuidora, garantindo o efetivo repasse mensal dos fornecimentos realizados.

Além dos aspectos aventados, a Administração entende que a estrutura de controle e contratações adotada para a minimização de riscos de crédito, corroborada pela forte regulação setorial emanada pela Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, garante à concessionária 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. Destaca-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.

(b) 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 coligadas. A situação econômica e financeira é constantemente avaliada por meio de informações da área financeira, tratadas em ambiente de executivos da Companhia, denominado COEX – Colegiado de Executivos, que recomenda ações à Administração.

No que concerne ao acompanhamento de caixa, a Administração tem buscado efetividade no gerenciamento orçamentário, com a contratação de recursos de baixo custo financeiro visando ao financiamento de seu CAPEX.

Os planos da Administração para manutenção das atividades da concessionária passam, entre outros, na venda de ativos não operacionais, na rentabilidade futura dos investimentos em andamento, na capacidade de obter novas linhas de financiamentos e na renovação da concessão, cujo término do atual contrato ocorrerá em julho de 2015. Assim, as demonstrações contábeis dessa investida 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.

O fluxo de pagamentos para os passivos de todo o Grupo é apresentado como segue:

	Valor	Até 6 meses	De 6 meses a 1 ano	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos	Mais de 5
Passivos financeiros não Derivativos (consolidado)						
Fornecedores	390.327	339.584	50.743			
Obrigações Tributárias	433.501	141.736	141.735	150.030		
Contribuição de Iluminação Pública	213.103	41.802	41.802	64.752	64.747	
Encargos Regulatórios	186.935	20.490	20.490	108.849	37.106	
Empréstimos e Financiamentos	321.111	34.099	34.138	45.788	134.505	72.581
Obrigações Societárias	30.322	30.322				
Obrigações Sociais e Trabalhistas	36.862	19.059	17.803			
Benefícios Pós Emprego	355.762	42.521	40.184	66.998	96.927	109.132
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	84.365	2.951	2.951	6.317	72.146	
Demais Obrigações	255.396	39.605		215.791		
Total	2.307.684	712.169	349.846	658.525	405.431	181.713

(c) 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 e os empréstimos passivos. Vide detalhamento desses encargos nas Notas 6 e 20, respectivamente.

Consequentemente, as variações positivas e negativas dos indexadores e juros atreladas a esses ativos e passivos afetam diretamente o resultado do Grupo. Demonstramos a seguir a análise de sensibilidade das variações das taxas:

(c1) 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 2015, as taxas CDI, TJLP, IGP-M e UMBNDES serão de 12,52%, 5,50%, 5,71% e 4,10%, respectivamente. 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, respectivamente.

	Possível	Remoto
CDI	15,65%	18,78%
TJLP	6,88%	8,25%
IGPM	7,14%	8,57%
UMBNDES	6,74%	7,76%

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

Alta do CDI	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2014		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
		12,52%	15,65%	18,78%
Efeito da Variação do CDI	128.854	144.987	149.020	153.053
		(16.133)	(20.166)	(24.199)
Alta do CDI	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2013		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
		11,05%	15,65%	18,78%
Efeito da Variação do CDI	130.256	144.649	150.641	154.718
		(14.393)	(20.385)	(24.462)

Alta da TJLP	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2014		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
		5,50%	6,88%	8,25%
Efeito da Variação da TJLP	119.629	126.209	127.853	129.498
		(6.580)	(8.224)	(9.869)
Alta da TJLP	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2013		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
		5,00%	6,88%	8,25%
Efeito da Variação da TJLP	90.842	95.384	97.087	98.336
		(4.542)	(6.245)	(7.494)

Alta do IGPM	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2014		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
		5,71%	7,14%	8,57%
Efeito da Variação do IGPM	24.659	26.067	26.419	26.771
		(1.408)	(1.760)	(2.112)
Alta do IGPM	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2013		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
		5,77%	7,14%	8,57%
Efeito da Variação do IGPM	40.250	42.572	43.123	43.697
		(2.322)	(2.873)	(3.447)

Alta do UMBNDES	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2014		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
		4,10%	6,74%	7,76%
Efeito da Variação do UMBNDES	14.391	14.981	15.360	15.508
		(590)	(969)	(1.117)

Impactos no Resultado	31/12/2014	31/12/2013
Cenário Possível - Cenário Provável		
CDI	(4.033)	(3.988)
TJLP	(1.645)	(1.338)
IGPM	(352)	(745)
UMBNDES	(379)	
Cenário Remoto - Cenário Provável		
CDI	(8.066)	(7.976)
TJLP	(3.290)	(2.676)
IGPM	(704)	(1.491)
UMBNDES	(527)	

(d) 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 da Itaipu Binacional ter cotação em dólares estadunidenses.

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 Distribuidora, situa-se entre os meses de agosto e julho. Nesse sentido, com a garantia de reposição de eventuais perdas financeiras relacionadas ao evento citado, por força das normas do Órgão Regulador, ANEEL, 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 17.12.2008, que requer que sejam apresentados mais dois cenários com deterioração de 25% e 50% da variável de risco considerada, o que reproduzimos de forma a clarear o cenário cambial.

Em 31 de dezembro de 2014, a Administração estimou em um cenário provável que o valor de um dólar

americano em 31 de dezembro de 2015 será de R\$ 2,8700 (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 2015 com base em fontes externas de taxa de câmbio futuro (Boletim Focus). Por se tratar de uma análise de sensibilidade o impacto no resultado para os próximos 12 meses, foi considerado o saldo da dívida em 31 de dezembro de 2014. Ressaltar-se que o comportamento do saldo da dívida respeitará seus respectivos contratos. Assim, foi confeccionada análise dos efeitos na compra de energia de Itaipu, advindos de eventual elevação no câmbio em relação a 31 de dezembro de 2014.

Alta do dólar	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2014		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
	2,6556	2,8700	3,5875	4,3050
	58.448	63.167	78.959	94.750
Efeito da Variação do Dólar		(4.719)	(20.511)	(36.302)
Alta do dólar	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2013		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
	2,3400	2,4100	3,0125	3,6150
	22.677	23.355	29.194	35.033
Efeito da Variação do Dólar		35.093	29.254	23.415
Impactos no Resultado			31/12/2014	31/12/2013
Cenário Possível - Cenário Provável				
Dólar			(15.792)	(5.839)
Cenário Remoto - Cenário Provável				
Dólar			(31.583)	(11.678)

Faz-se 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.

(e) 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 legais e regulatórias e de padrões geralmente aceitos de comportamento empresarial. Riscos operacionais surgem de todas as operações do Grupo.

O objetivo da Administração da Companhia é administrar o risco operacional para todo o Grupo para evitar a ocorrência de prejuízos financeiros e danos à reputação da Companhia e de suas controladas e coligadas, buscar eficácia de custos e para evitar procedimentos de controle que restrinjam a iniciativa e a criatividade.

4.2 Gestão de capital

Os objetivos do Grupo ao administrar seu capital são os de salvaguardar a capacidade de continuidade do Grupo 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, ou propõe, nos casos em que os acionistas precisam aprovar, 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 curto e longo prazos, conforme demonstrado no balanço patrimonial

consolidado), subtraído do montante de caixa e equivalentes de caixa. O capital total é apurado através da soma do patrimônio líquido, conforme demonstrado no balanço patrimonial consolidado, com a dívida líquida.

Os índices de alavancagem financeira podem ser assim sumariados:

	31/12/2014	31/12/2013
Total dos empréstimos (Nota 20)	321.111	261.348
Menos: caixa e equivalentes de caixa (Nota 5)	(66.006)	(96.786)
Dívida líquida	255.105	164.562
Total do patrimônio líquido	177.084	308.344
Total do capital	432.189	472.906
Índice de alavancagem financeira - %	59,03	34,80

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.

Hierarquia do valor justo

O CPC 40 / 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 / 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. Abaixo está demonstrada 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.

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 descontados, ou metodologias similares que demandam um significativo julgamento ou estimativa.

De acordo com o CPC 40 / IFRS 7, o Grupo mensura 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 abaixo demonstram, de forma resumida, nossos ativos financeiros registrados a valor justo em 31 de dezembro de 2014 e 31 dezembro 2013.

A seguir, os principais instrumentos financeiros ativos e passivos:

	Avaliação	Hierarquia do Valor justo	31/12/2014			
			Controladora		Consolidado	
			Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil
Ativos Financeiros						
Valor Justo por meio do Resultado						
Aplicações Financeiras	Valor Justo	Nível 2	7.163	7.163	37.474	37.474
Empréstimos e Recebíveis						
Caixa e Bancos	Valor Justo	Nível 1	14	14	28.532	28.532
Contas a Receber	Custo Amortizado		56.059	56.059	448.907	448.907
Valores a Receber Parcela A e Outros Itens Financeiros	Custo Amortizado				277.575	277.575
Mantidos até o Vencimento						
Títulos de Crédito a Receber	Custo Amortizado				1.146	1.146
Disponível para Venda						
Ativo Financeiro Indenizável	Valor Justo	Nível 3			841.273	841.273
Passivos Financeiros						
Outros Passivos Financeiros						
Fornecedores	Custo Amortizado		7.857	7.857	390.327	390.327
Empréstimos e Financiamentos	Custo Amortizado				321.111	321.111
Obrigações Societárias	Custo Amortizado				30.322	30.322
Encargos Regulatórios	Custo Amortizado				186.935	186.935

	Avaliação	Hierarquia do Valor justo	31/12/2013			
			Controladora		Consolidado	
			Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil
Ativos Financeiros						
Valor Justo por meio do Resultado						
Aplicações Financeiras	Valor Justo	Nível 2	8.833	8.833	74.632	74.632
Empréstimos e Recebíveis						
Caixa e Bancos	Valor Justo	Nível 1	62	62	22.154	22.154
Contas a Receber	Custo Amortizado		3.722	3.722	362.938	362.938

	Avaliação	Hierarquia do Valor justo	31/12/2013			
			Controladora		Consolidado	
			Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil
Mantidos até o Vencimento						
Títulos de Crédito a Receber	Custo Amortizado				1.160	1.160
Disponível para Venda						
Ativo Financeiro Indenizável	Valor Justo	Nível 3			729.119	729.119
Passivos Financeiros						
Outros Passivos Financeiros						
Fornecedores	Custo Amortizado		6.902	6.902	344.101	344.101
Empréstimos e Financiamentos	Custo Amortizado				261.348	261.348
Obrigações Societárias	Custo Amortizado				32.233	32.233
Encargos Regulatórios	Custo Amortizado				168.209	168.209

5 CAIXAS E EQUIVALENTES DE CAIXA

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Caixa e Bancos conta Movimento	14	62	28.532	22.154
Aplicações Financeiras de Liquidez Imediata	7.163	8.833	37.474	74.632
Total	7.177	8.895	66.006	96.786

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 e a remuneração de 98,00% do Certificado de Depósito Bancário – CDI.

6 CONTAS A RECEBER

(a) Composição do contas a receber

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias			432.945	350.771
Títulos de Créditos a Receber			29.663	28.294
Serviços Prestados a Terceiros	76.345	22.616	82.531	28.706
Total a Receber Bruto	76.345	22.616	545.139	407.771
Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa	(20.286)	(18.894)	(96.232)	(44.834)
Total a Receber Líquido	56.059	3.722	448.907	362.937
Circulante	56.059	3.722	441.174	308.840
Não Circulante			7.733	54.097

(b) Valores a receber por idade de vencimento

	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total 31/12/2014	Total 31/12/2013
Classes de Consumidor					
Residencial				88.301	76.795

	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total 31/12/2014	Total 31/12/2013
	36.142	39.735	12.424		
Poder Público	13.926	12.699	46.066	72.691	50.999
Comércio, Serviços e Outros	29.262	21.859	18.601	69.722	77.902
Iluminação Pública	7.500	7.449	24.908	39.857	38.054
Serviço Público	8.505	7.360	598	16.463	8.591
Industrial	4.077	1.661	1.374	7.112	5.595
Rural	1.453	1.535	1.438	4.426	3.973
Subtotal Consumidores	100.865	92.298	105.410	298.572	261.909
Fornecimento Não Faturado				91.121	87.166
Serviços Prestados a Terceiros Não Faturado (Serviço de IP)				719	
Energia Elétrica Curto Prazo - CCEE				57.535	17.710
Serviços Prestados a Terceiros (Serviço de IP)	3.463	23.001	49.162	75.626	22.616
Acordo CAESB (Nota 4e)				3.958	10.134
Concessionárias e Permissionárias	4.129		449	4.578	5.426
Parcelamentos a Faturar CP e LP				15.000	4.984
Serviço Taxado	358	364	453	1.175	1.113
Outros				1.262	1.360
Arrecadação a Classificar				(4.407)	(4.647)
TOTAL	108.816	115.663	155.474	545.139	407.771
Estimativa de Perdas com Créditos Liquidação Duvidosa				(96.232)	(44.834)
Contas a receber líquido	108.816	115.663	155.474	448.907	362.937

(c) Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa

A estimativa de perdas com créditos de liquidação duvidosa foi constituída em bases consideradas suficientes para cobrir eventuais perdas na realização dos créditos e está constituída com base nos 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 com base no regime de competência.

Segue um resumo das faixas de atraso sujeitas à provisão:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Poder Público - Vencidos há mais de 360 dias	20.286	20.013	49.967	41.580
Iluminação Pública - Vencidos há mais de 360 dias			24.233	25.818
Comercial - Vencidos há mais de 180 dias			11.763	9.841

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Residencial - Vencidos há mais de 90 dias			8.324	12.647
Industrial - Vencidos há mais de 360 dias			835	769
Serviço Público – Vencidos há mais de 360 dias			581	1.229
Rural - Vencidos há mais de 360 dias			445	504
Concessionários - Vencidos há mais de 360 dias			84	77
Governo Distrito Federal - Acionista controlador não provisionado		(1.119)		(47.631)
Total	20.286	18.894	96.232	44.834

Em dezembro de 2012, a CEB registrou estimativa de perdas com crédito de liquidação duvidosa sobre fatura de serviço (Obra de iluminação pública) prestado. O motivo do provisionamento foi que a Secretaria de Estado de Obras do Governo do Distrito Federal não reconheceu a obrigação de liquidar a fatura em função de não haver empenho e ordem de serviço autorizando a execução da obra.

Em 23 de dezembro de 2014, foi publicada a Lei nº 5.434, que em seu art. 3º autoriza o Poder Executivo a transferir à CEB, como dação em pagamento de dívidas advindas da execução de obras de expansão do sistema de iluminação pública do Distrito Federal os terrenos localizados na Quadra 1 do Setor de Indústria e Abastecimento de Brasília e na Quadra QI 16 do Setor de Indústria de Ceilândia.

O § 1º do art. 3º da referida Lei reserva os terrenos exclusivamente para essa finalidade. Esses terrenos serão objeto de avaliação, e para que a operação seja finalizada e a CEB receba os terrenos, será necessário que a Secretaria de Estado de Planejamento e Orçamento adote medidas administrativas necessárias à transferência à CEB dos terrenos de que trata esta Lei.

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

	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2012	18.894	61.767
Adições		17.543
Baixa para perda - Lei 9.430/96		(32.923)
Reversões		(1.553)
Saldo em dezembro de 2013	18.894	44.834
Adições	1.392	71.539
Baixa para perda - Lei 9.430/96		(19.219)
Reversões		(922)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	20.286	96.232

No exercício de 2012, iniciou-se o estudo de recuperação de débitos relativos à dedutibilidade fiscal das perdas no recebimento de créditos decorrentes das atividades da pessoa jurídica, segundo os critérios disciplinados pela Lei 9.430/96.

Em 2014 a CEB D reconheceu como perdas o montante de R\$ 19.219 (R\$ 32.923 em 2013).

(d) Créditos com o Governo do Distrito Federal (consolidado)

Em 25 de setembro de 2014, o Grupo de Trabalho – GT foi instituído 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.

Iniciou-se um processo de negociação com o controlador, o Governo do Distrito Federal, com o objetivo de constituir um mecanismo para a liquidação definitiva da dívida de consumo de energia elétrica de órgãos e

entidades da administração pública distrital. No entanto permaneceu a incerteza quanto ao prazo final de conclusão das medidas administrativas a serem implementadas tendo em vista que o GDF encaminhará projeto de lei requerendo autorização legislativa para proceder-se à transação de encontro de contas entre os passivos, incluindo os débitos com a CEB D.

Neste sentido, por indicação do GT, a Administração, com base no atual estágio de cobrança e negociação dos referidos valores, principalmente com o seu controlador, o Governo do Distrito Federal, considerou necessária a constituição de provisão para perdas no montante de R\$ 46.312 de valores vencidos há mais de 360 dias.

Os créditos devidos pelo Governo do Distrito Federal são representados pelos valores a receber de entidades e órgãos da administração pública do Distrito Federal cujo valor total monta a R\$ 116.002 em 31 de dezembro de 2014 (R\$ 110.484 em 2013) compostos por fornecimento de energia elétrica, serviços de manutenção e obras de iluminação pública.

Apresentamos a composição dos créditos com o acionista controlador por idade de vencimento:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Saldos Vincendos	4.182	264	26.143	18.005
Vencidos até 90 dias	23.001	1.838	49.217	23.435
Vencidos de 91 a 360 dias	28.875	501	40.641	21.413
Vencidos há mais de 360 dias	20.287	20.013	66.599	66.525
Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa	(20.286)	(18.894)	(66.598)	(18.894)
Total	56.059	3.722	116.002	110.484

Os débitos da Companhia de Água e Esgoto de Brasília – CAESB descritos no item (e) Acordo realizado com o Governo do Distrito Federal não estão incluídos no quadro acima.

(e) Acordo realizado com a Companhia de Água e Esgoto de Brasília - CAESB

Em agosto de 2011, a CEB D celebrou um acordo de parcelamento para liquidação dos créditos da Companhia de Água e Esgoto de Brasília – CAESB, relativos a encargos por atraso no pagamento de faturas de energia elétrica. O valor dos créditos reconhecido no referido Acordo de Parcelamento corresponde à quantia de R\$ 28.237, dividido em 48 (quarenta e oito) parcelas mensais fixas, atualizadas pelo INPC até a data da renegociação e acrescidas de encargos de 1% ao mês. Apresentamos a seguir, o montante em 31 de dezembro de 2014:

Valor original do débito	14.800
Encargos Financeiros	7.539
Valor dívida reconhecida	22.339
Encargos a transcorrer	5.898
Valor do parcelamento na data do Acordo	28.237
Amortização	(24.119)
Ajuste a Valor Presente	(160)
Valor do parcelamento em 31 de dezembro de 2014	3.958
Circulante	3.958

O acordo celebrado com a CAESB não contemplou nenhum tipo de desconto sobre o valor original do contas a receber.

7 TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES COMPENSÁVEIS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ	8.382	3.415	15.231	15.457
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL	764	668	7.681	5.248
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF		3.197	163	3.377
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços de Transportes Estaduais, Intermunicipais e de Comunicações – ICMS			15.705	23.264
Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social – COFINS	5		101	840
Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS		80	2.830	2.113
Programa de Integração Social - PIS	387	387	409	569
Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira - CPMF	544	544	544	544
Outros			103	94
Total	10.082	8.291	42.767	51.506
Circulante	10.082	8.291	27.091	29.307
Não circulante			15.676	22.199

Os valores relativos ao Imposto de Renda e Contribuição Social referem-se às antecipações feitas no período e as retenções-fonte por órgãos públicos, em razão de a opção de apuração ser Lucro Real Anual. A utilização dos créditos do ICMS é diferida em 48 parcelas mensais, de acordo com a Lei Complementar nº 102/2000.

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) Ativos Fiscais Diferidos não Reconhecidos

A Companhia e sua Controlada CEB D não registram os efeitos ativos fiscais diferidos de imposto de renda e contribuição social (crédito tributário), decorrentes de diferenças temporárias, prejuízos fiscais e base negativa de contribuição social sobre o lucro líquido até que os planos de recuperação econômico-financeira da Companhia resultem na apuração de lucro tributável sustentável. Segue abaixo o demonstrativo dos ativos fiscais diferidos em 31 de dezembro de 2014:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Diferenças Temporárias				<u>Reapresentado</u>
Provisão para Riscos Regulatórios			20.259	16.998
Provisão para Riscos Cíveis			2.383	2.104
Provisão para Riscos Trabalhistas	13	22	3.017	2.302
Provisão para Riscos Tributários	2.781	2.772	2.781	2.772
Provisão de Energia de Curto Prazo			6.303	2.745
Provisão de Superávit de Baixa Renda			36.985	33.256
Provisão de Suprimento de Energia Elétrica			21.598	5.411
Provisão para Participação nos Lucros e Resultados			1.001	623
Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa	6.873	6.400	33.066	15.591
Perda Atuarial dos Planos de Benefícios Pós-Emprego			14.330	13.425
Outras Provisões			4.251	3.438
Subtotal	9.667	9.194	145.974	98.665
Prejuízo Fiscal e Base Negativa	34.718	34.723	97.273	62.219

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Total	44.385	43.917	243.247	160.884

8 VALORES A RECEBER DE PARCELA “A” E OUTROS ITENS FINANCEIROS

Ativos Regulatórios - Parcela A	Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013 (Não Auditado)
Conta de Consumo de Combustível – CCC (a)	317	1.153
Transporte de Energia pela rede básica (a)	8.531	2.668
Encargos de Serviços de Sistema (a)		85
Conta de Desenvolvimento Energético – CDE (a)	4.289	2.588
PROINFA (a)	393	2.694
Custo de Aquisição de Energia (a)	181.117	179.491
Sobrecontratação (b)	455	
Transporte Energia Elétrica Itaipu (a)	76	18
Outros Componentes Financeiros (b)	10.086	3.726
Diferimento de Tarifa (b)	138.738	
Subtotal	344.002	192.423
Passivos Regulatórios - Parcela A		
Conta de Consumo de Combustível – CCC (a)		6
Transporte de Energia pela rede básica (a)		3.008
Encargos de Serviços de Sistema (a)	57.692	3.097
CDE (a)	1.339	
PROINFA (a)	269	
Transporte Energia Elétrica Itaipu (a)		193
Sobrecontratação (b)		13.337
Neutralidade (b)	3.296	4.790
Outros Componentes Financeiros (b)	3.831	3.486
Subtotal	66.427	27.917
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros, líquido	277.575	164.506
Circulante	138.837	164.506
Não Circulante	138.738	

De acordo com o Contrato de Concessão nº 066/1999, o Reajuste Tarifário Anual – RTA ocorrerá dia 26 de agosto, 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 – 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, devidamente comprovados pela distribuidora. Dentre eles podemos citar:

- 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 (PI nº 25), que tem por objetivo registrar as variações observadas entre os gastos efetivamente incorridos e os gastos 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 temos:

- 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 demonstra-se superior ao previsto pela ANEEL, quando do reajuste tarifário em agosto de 2014.
- CVA Encargos – Nesse grupo encontra-se cobertura para os seguintes encargos: CDE, Proinfra, ESS, Transporte de Itaipu e Rede Básica.

b) Demais itens financeiros:

- Diferimento parcial dos Componentes Financeiros: Em 19/8/2014, por meio da Carta nº 221/2014-DD, o Governo do Distrito Federal solicitou junto a concessionária o diferimento parcial de 9% de seus componentes financeiros. O montante diferido deverá ser considerado como componente financeiro no cálculo dos próximos processos tarifários da CEB, atualizado pela variação do IGP-M.
- Despacho nº 4.282/2013 (Corumbá IV): Trata-se de valor a ser pago pela CEB D à Corumbá Concessões S/A, em virtude do Despacho nº 3.168/2013, cujos efeitos da obrigação de pagamento foram, para fins de repasse à tarifa dos consumidores da CEB D, considerados no processo tarifário da distribuidora.
- Ajuste Financeiro referente ao recálculo do RTA de 2013: Refere-se ao ajuste financeiro decorrente do recálculo do processo tarifário anterior, em razão de Pedido de Reconsideração interposto contra o reajuste da distribuidora de 2013. Conforme deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL, foi concedido provimento parcial ao recurso interposto pela concessionária.
- Diferencial Eletronuclear: Refere-se à diferença entre a tarifa praticada e a tarifa de referência entre Furnas e Eletronuclear, conforme determinado na Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009. A diferença apurada foi rateada entre as concessionárias que adquiriram o CCEAR 2005 - 1º Leilão e seu valor está sendo mensalmente pago pelas distribuidoras à Eletronuclear nos anos de 2013 a 2015, conforme parcelas homologadas pela REH nº 1.406/2012.
- Exposição de Submercados: Conforme dispõe o artigo 28 do Decreto nº 5.163/2004, as regras de comercialização prevêem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem os CCEARs na modalidade de quantidade de energia.

9 DEMAIS CRÉDITOS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Serviços em Curso (a)		4.662	30.225	22.117
Aportes da CDE – Decreto 7.945/2013 (d)			27.820	621
Desativações em Curso (b)			8.514	6.754
Dividendo/JSCP s a Receber	12.637	11.539	7.752	10.256
Previdência Privada dos Empregados			5.417	4.888
Despesas Pagas Antecipadamente	15		3.420	3.537
Crédito com Empregados	3	13	1.511	1.435
Títulos de Crédito a Receber (c)			1.146	1.160
Coligadas e Controladas	184	128		

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Outros Créditos		817	3.112	2.025
Total	12.839	17.159	88.917	52.793
Circulante	12.655	17.031	86.976	50.959
Não Circulante	184	128	1.941	1.834

- Os serviços em curso são referentes aos Programas de Pesquisa e Desenvolvimento e Programa de Eficiência Energética os quais, após término, são compensados com o respectivo passivo registrado para este fim, conforme legislação regulatória.
- Refere-se ao valor das desativações dos bens anteriormente em serviço registrado 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.
- Títulos de Crédito a Receber: refere-se a 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.
- 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 APLICAÇÕES FINANCEIRAS

	Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013
Aplicações Financeiras		295
Circulante		295

Em 17 de outubro 2012, os acionistas da coligada Corumbá Concessões S.A se reuniram em Assembleia Geral Extraordinária e decidiram exercer a opção de resgate da totalidade das ações preferenciais classe B de propriedade do Fundo de Investimento em Participações BRB-Corumbá. Em virtude dessa opção, a CEB Participações S.A. resgatou em janeiro de 2013 94% das posições dos valores aplicados no fundo e os 6% restantes permaneceram para manutenção de contingências oferecidas em desfavor do Fundo. Em dezembro de 2013, a CEB Participação S.A realizou depósito judicial no montante de R\$ 304 para atender a ação de litígio vinculada ao fundo.

Em 8 de dezembro de 2014, os cotistas do fundo se reuniram e decidiram pelo resgate dos valores do fundo. Desta forma, cada cotista realizou através da cessão de ativos o resgate dos valores restantes do fundo. O valor de R\$ 304 continua registrado como depósito judicial para atender a ação de litígio vinculada ao fundo.

11 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 S.A, em atendimento ao convênio de cooperação entre o Tribunal Superior do Trabalho e o Banco Central do Brasil e caucões referentes a leilões de energia. Também estão registrados os depósitos recursais que são oriundos das demandas judiciais.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Bloqueios Judiciais	3.926	3.803	5.334	5.092
Cauções	727	673	9.656	6.777
Depósitos Recursais			5.215	4.922
(-) Provisão para Perdas de Depósitos Recursais			(6.320)	(4.163)
Total	4.653	4.476	13.885	12.628
Não Circulante	4.653	4.476	13.885	12.628

12 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 Companhia 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 Companhia 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 Companhia verifique uma mudança no WACC regulatório durante os períodos de revisão tarifária, essa nova taxa de juros é utilizada pela Companhia para trazer a valor presente os fluxos de caixa estimados. A Companhia 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 2014, 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 exercício findo em 31 de dezembro de 2014 está assim apresentada:

Saldo em 31 de dezembro de 2012	622.486
Adições	94.388
Baixas	(21.921)
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR	34.166
Saldo em 31 de dezembro de 2013	729.119
Adições	103.799
Baixas	(4.399)
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR	12.754
Saldo em 31 de dezembro de 2014	841.273

A Movimentação da Base de Remuneração Regulatória – BRR para o exercício findo em 31 de dezembro de 2014 esta apresentada a seguir:

BRR Líquida em 26/08/2012 - (1)	671.038
Atualização da BRR Líquida para 31/12/2014 - (2)	72.517
Depreciação Regulatória recebida na tarifa - (1)	(136.334)
Adições líquidas de março de 2012 a dezembro de 2014	258.268
BRR Ajustada para 31/12/2014	865.490
(-) Ativo Intangível em 31/12/2014	(24.217)
Ativo Financeiro Atualizado em 31/12/2014	841.273
(-) Ativo Financeiro Contábil em 31/12/2014	(686.335)
Atualização do Ativo Financeiro em 31/12/2014	154.938
(-) Atualização do Ativo Financeiro Registrada em 31/12/2013	(142.184)
Efeito no Resultado Societário de 2014 (antes dos impostos)	12.754
(-) IRPJ e CSLL	(4.336)
Efeito Líquido no Resultado Societário de 2014	8.418
(1) - Nota Técnica SRE ANEEL N° 291, de 16/08/2012	
(2) - Atualização pela variação do IGPM	

O valor recuperável destes ativos supera seu valor contábil, e, portanto, não há perdas por desvalorização a serem reconhecidas. Não houve indícios de perda ao valor recuperável desses ativos na data das demonstrações financeiras.

13 INVESTIMENTOS

(a) Composição dos Investimentos

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Avaliados por Equivalência Patrimonial	410.832	587.193	377.469	403.434
Propriedade para Investimento (c)			276.115	276.115
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	3.232	3.232	3.232	3.232
Outros	1.759	1.756	1.759	1.756
Total	415.823	592.181	658.575	684.537

(b) 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	Valor Contábil		
						31/12/2014	31/12/2013	
CEB Distribuição S.A	580.532	103.749	100,00	100,00	350.532.450	103.749	220.937	
CEB Lajeado S.A (i)	145.656	330.218	59,93	59,93	82.013.911	106.309	127.132	
Corumbá Concessões S.A	235.259	194.998	45,20	9,30	256.009.911	88.160	118.619	
Energética Corumbá III S.A	119.373	151.394	37,50	25,00	45.594.783	56.774	55.353	
CEB Participações S.A	41.271	43.322	100,00	100,00	41.270.415	43.322	50.885	
CEB Geração S.A	7.575	12.282	100,00	100,00	7.575.212	12.282	13.943	
Companhia Brasileira de Gás	4.921	1.386	17,00	51,00	30.600	236	324	
Total						410.832	587.193	

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

Investidas	Consolidado						
	Capital Social Integralizado	Patrimônio Líquido	Participação no Capital Social (%)	Participação nas Ações Ordinárias (%)	Número de Ações Detidas pela CEB e Controladas	Valor Contábil	
						31/12/2014	31/12/2013
Corumbá Concessões S.A	235.259	194.998	47,57	9,30	269.294.911	92.577	124.838
Investco S.A	804.459	1.140.588	20,00	20,00	133.563.595	228.118	223.243
Energética Corumbá III S.A	119.373	151.394	37,50	25,00	45.594.783	56.774	55.353
Total						377.469	403.434

• **Informações financeiras resumidas**

Investidas	31/12/2014			31/12/2013		
	Ativos	Passivos	Receita Líquida	Ativos	Passivos	Receita Líquida
CEB Distribuição S.A	2.111.312	2.007.563	2.029.225	1.748.264	1.527.327	1.545.727
Corumbá Concessões S.A	764.359	569.361	138.489	721.433	459.069	159.321
CEB Lajeado S.A	373.949	43.731	117.966	396.158	36.190	112.758
Energética Corumbá III S.A	234.127	82.734	35.387	237.948	90.340	33.726
CEB Participações S.A	44.276	954	13.725	53.275	2.390	13.360
CEB Geração S.A	14.642	2.361	17.713	16.320	2.379	16.262
Companhia Brasileira de Gás	1.662	276	3.629	2.222	317	4.390

• **Resultado dos investimentos avaliados por equivalência patrimonial**

Investidas	Controladora			
	Lucro / (Prejuízo) do Exercício	Resultado de Equivalência Patrimonial	Lucro / (Prejuízo) do Exercício	Resultado de Equivalência Patrimonial
	31/12/2014	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2013
CEB Distribuição S.A	(88.863)	(88.863)	(145.269)	(145.269)
CEB Lajeado S.A (i)	18.517	10.355	37.883	21.185
Energética Corumbá III S.A	4.752	1.782	12.326	4.622
CEB Geração S.A	8.018	8.018	7.977	7.977
Corumbá Concessões S.A	(74.049)	(33.479)	41.975	18.978
CEB Participações S.A	(659)	(659)	6.234	6.234
Companhia Brasileira de Gás	(5.19)	(88)	(541)	(92)
Total	(132.284)	(102.934)	(39.415)	(86.365)

(i) 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 a ELETROBRÁS S.A rendimentos equivalentes a 49,67% do resultado de cada exercício. O percentual de 49,67% inclui o percentual de Participação Societária 44,077% e 10% de Partes Beneficiárias.

• **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 - CEBGAS	
Saldo em 31 de dezembro de 2012	359.082	121.589	101.444	51.342	48.356	13.212	339	695.364
Dividendos / Juros sobre Capital Próprio		(15.676)	(1.803)	(1.203)	(3.705)	(7.246)		(29.633)
Resultado de Equivalência Patrimonial	(145.269)	21.185	18.978	4.622	6.234	7.977	(92)	(86.365)
Equivalência Patrimonial Reflexa - PL de Controladas e Coligadas	7.124	34						7.158
Aumento de Capital				576			77	653
Ganho na Variação de Percentual				16				16
Saldo em 31 de dezembro de 2013	220.937	127.132	118.619	55.353	50.885	13.943	324	587.193
Dividendos / Juros sobre Capital Próprio		(31.197)	(39)	(460)	(6.905)	(9.678)		(48.279)
Resultado de Equivalência Patrimonial	(88.863)	10.355	(33.479)	1.782	(659)	8.018	(88)	(102.934)
Efeitos da Lei 12.973/2014 em Coligada			3.020					3.020
Equivalência Patrimonial Reflexa - PL de Controladas e Coligadas	(28.325)	19	39					(28.267)
Ganho na Variação de Percentual				99				99
Saldo em 31 de dezembro de 2014	103.749	106.309	88.160	56.774	43.321	12.283	236	410.832

Investidas	Consolidado			
	Investco S.A	Corumbá Concessões S.A	Energética Corumbá III S.A	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2012	221.908	106.707	51.342	379.957
Dividendos / Juros sobre Capital Próprio	(14.705)	(1.832)	(1.203)	(17.740)
Resultado de Equivalência Patrimonial	16.040	19.963	4.622	40.625
Aumento de Capital			576	576
Ganho na Variação de Percentual			16	16
Saldo em 31 de dezembro de 2013	223.243	124.838	55.353	403.434
Dividendos / Juros sobre Capital Próprio	(13.667)	(63)	(460)	(14.190)
Resultado de Equivalência Patrimonial	18.507	(35.218)	1.782	(14.929)
Efeitos da Lei 12.973/2014		3.020		3.020
Equivalência Patrimonial Reflexa - PL de Coligadas	35			35
Ganho na Variação de Percentual			99	99
Saldo em 31 de dezembro de 2014	228.118	92.577	56.774	377.469

(c) Propriedade para Investimento

Nas datas de 31 de dezembro de 2012 e 31 de dezembro de 2013, a Controlada CEB D transferiu os bens que estavam registrados na rubrica de “Ativos Mantidos para Venda” para a rubrica de “Propriedade para Investimento”. Em 31 de dezembro de 2012, foi transferido o imóvel localizado no Setor Noroeste SAI Norte PR I55/1/DF e em 31 de dezembro de 2013 os demais bens. A transferência foi realizada para atender ao Pronunciamento Técnico CPC 31, item 8 que, determina que em caso de não realização da venda do ativo no prazo de 1 ano, o ativo deve ser reclassificado para o Imobilizado ou para o Investimento, dependendo da intenção do destino a ser dado ao ativo pela administração.

Os bens registrados em “Propriedade para Investimento” são avaliados pelo custo.

O valor justo dos bem foram obtidos através de laudos emitidos por firmas especializadas e a Companhia entende que estes valores avaliados estão de acordo com as expectativas de mercado.

Imóveis	Localidade	Tamanho	Consolidado			
			Valor Contábil		Valor Justo	Data da Avaliação
			31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	
Terreno	Setor Noroeste SAI Norte PR 155/1/DF (a)	284.160 m ²	274.400	274.400	373.349	fev/14
Terreno	Setor Residencial de Indústria e Abastecimento (SRIA) QE 20 Lote M - Guará	1.200 m ²	20	20	2.104	fev/14
Terreno	Setor de Habitações Individuais Sul (SHIS) Trecho 04 Quadra 10 - Lago Sul	1.600 m ²	126	126	2.437	fev/14
Prédio	Edificações da QI 10 Lote 25 a 38 - Setor Industrial, Taguatinga	1.040 m ²	673	673	20.875	mai/13
Terreno	QI 10 Lote 38 Setor Industrial - Taguatinga	10.500 m ²	896	896		
Total			276.115	276.115	398.765	

(d) Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da Companhia é de R\$ 225.059, dos quais R\$ 223.908 são atribuíveis aos acionistas não controladores da CEB Lajeado S.A e R\$ 1.151 são atribuíveis aos acionistas não controladores da Companhia Brasileira de Gás - CEBGAS.

A seguir estão apresentadas suas informações contábeis das controladas:

(i) CEB Lajeado S.A

Balço Patrimonial	31/12/2014	31/12/2013
Circulante	30.043	54.303
Caixa e equivalentes de caixa	3.252	32.233
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	12.027	11.720
Juros sobre Capital Próprio a Receber	7.291	7.220
Demais Créditos	7.473	3.130
Não Circulante	343.906	341.855
Títulos a Receber - Investco S.A	1.146	1.160
Cauções em Garantia CCEE	8.028	5.246
Demais Créditos	495	330
Investimentos	228.118	223.243
Imobilizado	155	25
Intangível	105.964	111.851
Total de Ativo	373.949	396.158
Circulante	43.731	36.190
Fornecedores	8.942	1.285
Tributos e Contribuições Sociais	1.976	10.770
Obrigações Societárias	23.806	15.463
Demais Obrigações	9.007	8.672
Patrimônio Líquido	330.218	359.968
Total Passivo	373.949	396.158

Demonstração de Resultado	31/12/2014	31/12/2013
Receita Operacional Líquida	117.966	112.758
Custo com Energia	(62.697)	(22.273)
Custos de Operação	(45.551)	(43.197)
Despesas Operacionais	(9.940)	(9.056)
Resultado de Equivalência Patrimonial	18.506	16.040
Receitas Financeiras, Líquidas	5.070	1.772

Demonstração de Resultado	31/12/2014	31/12/2013
Imposto de Renda/Contribuição Social	(2.780)	(13.952)
Participações Estatutárias - Partes Beneficiárias	(2.057)	(4.209)
Lucro Líquido do Exercício	18.517	37.883

(ii) **Companhia Brasileira de Gás - CEBGAS**

Balanco Patrimonial	31/12/2014	31/12/2013
Circulante	660	957
Caixa e equivalentes de caixa	392	696
Contas a Receber	159	168
Demais Créditos	109	93
Não Circulante	1.002	1.265
Demais Créditos	24	15
Imobilizado	8	10
Intangível	970	1.240
Total de Ativo	1.662	2.222
Circulante	276	317
Fornecedores	211	235
Tributos e Contribuições Sociais	36	45
Folha de Pagamento	22	33
Demais Obrigações	7	4
Patrimônio Líquido	1.386	1.905
Total Passivo	1.662	2.222

Demonstração de Resultado	31/12/2014	31/12/2013
Receita Operacional Líquida	3.629	4.390
Custo dos Serviços Prestados	(3.335)	(4.029)
Despesas Operacionais	(863)	(930)
Receitas Financeiras, Líquida	50	28
Prejuízo do Exercício	(519)	(541)

(e) **Informações adicionais sobre empresa controlada em conjunto**

A Companhia controla de forma conjunta com outros acionistas a empresa Energética Corumbá III S.A. e os montantes dos principais grupos de Ativo, Passivo e Resultado são como segue:

Balanco Patrimonial	31/12/2014	31/12/2013
Circulante	11.889	15.908
Caixa e equivalentes de caixa	7.230	12.120
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	4.347	3.160
Demais Créditos	312	628
Não Circulante	222.238	222.040
Fundos Vinculados	5.284	4.889
Demais Créditos	668	133
Imobilizado	211.725	212.594
Intangível	4.561	4.424
Total de Ativo	234.127	237.948
Circulante	21.017	22.065
Fornecedores	1.816	160
Tributos e Contribuições Sociais	483	461

Balço Patrimonial	31/12/2014	31/12/2013
Empréstimos e Financiamentos	7.282	7.298
Dívidas com pessoas ligadas	9.638	10.256
Demais Obrigações	1.798	3.890
Não Circulante	61.716	68.275
Empréstimos e Financiamentos	55.096	62.206
Bens de Uso Público	6.228	6.069
Demais Obrigações	392	
Patrimônio Líquido	151.394	147.608
Total Passivo	234.127	237.948

Demonstração de Resultado	31/12/2014	31/12/2013
Receita Operacional Líquida	35.387	33.726
Custo com Energia	(13.450)	(3.369)
Custos de Operação	(8.875)	(8.859)
Despesas Operacionais	(1.973)	(2.364)
Despesas Financeiras, Líquidas	(5.018)	(5.634)
Imposto de Renda/Contribuição Social	(1.320)	(1.174)
Lucro Líquido do Período	4.751	12.326

(f) Operações controladas em conjunto

A Companhia possui operações em conjunto com outros acionistas no Consórcio UHE Queimado e os montantes dos principais grupos de Ativo e Passivo são como segue:

Balço Patrimonial	31/12/2014	31/12/2013
Circulante	1.003	2.682
Caixa e equivalentes de caixa	447	442
Demais Créditos	556	2.240
Não Circulante	116.669	120.554
Imobilizado/Intangível	116.669	120.554
Total de Ativo	117.672	123.236
Circulante	977	3.999
Fornecedores	898	3.888
Tributos e Contribuições Sociais	64	111
Demais Obrigações	15	
Não Circulante	6.390	5.364
Outras Obrigações	6.390	5.364
Patrimônio Líquido	110.305	113.873
Total Passivo	117.672	123.236

(g) 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.

14 IMOBILIZADO

(a) Movimentação

Eventos	Controladora						
	Imobilizado em Serviço					Imobilizado em Curso	Total
	Terrenos	Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Veículos	Móveis e Utensílios		
Custo do Imobilizado							
Saldo em 31 de dezembro de 2012	13.130	1.098	874	97	148	2	15.349
Adições						828	828
Saldo em 31 de dezembro de 2013	13.130	1.098	874	97	148	830	16.177
Adições		1.365	21				1.386
Transferências			(189)		221	(830)	(798)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	13.130	2.463	706	97	369		16.765
Depreciação Acumulada							
Saldo em 31 de dezembro de 2012		(129)	(223)	(97)	(31)		(480)
Depreciação		(44)	(92)		(48)		(184)
Saldo em 31 de dezembro de 2013		(173)	(315)	(97)	(79)		(664)
Depreciação		(76)	(52)		(25)		(153)
Transferências			118		(118)		
Saldo em 31 de dezembro de 2014		(249)	(249)	(97)	(222)		(817)
Imobilizado Líquido – 31/12/2014	13.130	2.214	457		147		15.948
Imobilizado Líquido – 31/12/2013	13.130	925	559		69	830	15.513
Taxas Anuais de Depreciação		2,0% a 4,0%	3,3% a 6,7%	20%	10%		

	Consolidado								Imobilizado em Curso	Total
	Imobilizado em Serviço									
	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 2012	14.097	13.418	17.023	42.982	12.622	6.985	143	59.554	166.824	
Adições				2.609	3.343	1.100		141.537	148.589	
Baixas				(4)					(4)	
Transferências		410	(424)	(30)		(13)	20	(124.048)	(124.085)	
Saldo em 31 de dezembro de 2013	14.097	13.828	16.599	45.557	15.965	8.072	163	77.043	191.324	
Adições			3.242	1.139	2.950	1.163	1	61.085	69.580	
Transferências			1.365	(189)		221		(81.877)	(80.480)	
Saldo em 31 de dezembro de 2014	14.097	13.828	21.206	46.507	18.915	9.456	164	56.251	180.424	
Depreciação Acumulada										
Saldo em 31 de dezembro 2012		(3.082)	(8.396)	(26.300)	(7.903)	(2.533)	(118)		(48.332)	
Depreciação/Amortização		(295)	(488)	(1.735)	(1.356)	(547)	(4)		(4.425)	
Transferências		(127)	164	(95)		6	(8)		(60)	
Saldo em 31 de dezembro de 2013		(3.504)	(8.720)	(28.130)	(9.259)	(3.074)	(130)		(52.817)	
Depreciação		(297)	(562)	(1.854)	(1.651)	(526)	(3)		(4.893)	
Transferências				118		(118)				
Saldo em 31 de dezembro de 2014		(3.801)	(9.282)	(29.866)	(10.910)	(3.718)	(133)		(57.710)	
Imobilizado Líquido - 31/12/2014	14.097	10.027	11.924	16.641	8.005	5.738	31	56.251	122.714	
Imobilizado Líquido - 31/12/2013	14.097	10.324	7.879	17.427	6.706	4.998	33	77.043	138.507	
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.

(i) Valores Oferecidos em Garantias

A Companhia ofereceu o terreno localizado no Setor Norte, A-E 1N, Lotes “G” e “H” – Brazlândia-DF, em garantia de litígios fiscais junto a Receita Federal de Brasil. O Terreno esta avaliado conforme laudo pelo valor de R\$ 1.426. A Companhia não tem permissão para alienar, mas pode oferecê-lo como nova penhora, desde que garantido o crédito da Fazenda Nacional.

(ii) Revisão de Vida Útil Promovida pelo Poder Concedente

A ANEEL através da Resolução Normativa nº 474, de 07 de fevereiro de 2012, estabeleceu as taxas anuais de depreciação para os ativos “em Serviço” outorgados no setor elétrico, com base na revisão da vida útil dos ativos. A aplicação dessas taxas ocorreu em 1º de janeiro de 2012.

A Companhia processou as alterações das taxas e recalculou o valor da indenização dos bens reversíveis no vencimento do prazo da concessão, do montante atribuível ao Ativo Intangível.

15 INTANGÍVEL

Controladora	
	Direito de Uso de Software
Custo do Intangível	
Saldo em 31 de dezembro de 2013	
Adições	83
Saldo em 31 de dezembro de 2014	83
Amortização Acumulada	
Saldo em 31 de dezembro de 2013	
Amortizações	(4)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	(4)
Intangível Líquido - 31/12/2014	79

Consolidado							
	Direito de Uso da Concessão		Outros Intangíveis				Total
	Em Serviço	Em Curso	Em Serviço	Em Curso	Direito de Exploração da Concessão	Outros	
Custo do Intangível							
Saldo em 31 de dezembro de 2012	238.898	90.230	50.435	2.854	158.946		541.363
Adições	9.390	195.701	2.917	3.820			211.828
Baixas	(2.273)	(103.615)		(3.076)			(108.964)
Obrigações Especiais	(935)	(86.998)					(87.933)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	245.080	95.318	53.352	3.598	158.946		556.294
Adições	5.228	103.798	83	13.842			122.951
Baixas	(30)	(146.831)					(146.861)
Obrigações Especiais	10.750	(46.539)					(35.789)
OE's - Ultrapassagem de Demanda e Excedentes de Reativos (ii)						(27.840)	(27.840)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	261.028	5.746	53.435	17.440	158.946	(27.840)	468.755
Amortização Acumulada							
Saldo em 31 de dezembro de 2012	(158.055)		(41.283)		(41.209)		(240.547)
Amortizações	(35.513)		(3.240)		(5.886)		(44.639)

Consolidado							
	Direito de Uso da Concessão		Outros Intangíveis				Total
	Em Serviço	Em Curso	Em Serviço	Em Curso	Direito de Exploração da Concessão	Outros	
Saldo em 31 de dezembro de 2013	(193.568)		(44.523)		(47.095)		(285.186)
Amortizações	(44.313)		(3.488)		(5.887)		(53.688)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	(237.881)		(48.011)		(52.982)		(338.874)
Intangível Líquido - 31/12/2014	23.147	5.746	5.424	17.440	105.964	(27.840)	129.881
Intangível Líquido - 31/12/2013	51.512	95.318	8.829	3.598	111.851		271.108

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

A agência reguladora 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 uma estimativa adequada para efeitos contábeis e regulatórios e que representa a melhor estimativa de vida útil dos bens.

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).

(i) Direito de Exploração de Concessão de Geração

A Controladora consolida a empresa CEB Lajeado S.A. que é detentora do direito de exploração de concessão da Usina Lajeado que integra a operação de geração da Investco S.A.. Esse direito, se trata de uma operação de reestruturação societária da Lajeado 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 mil, R\$ 54.506 mil 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 mil 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 novembro de 2014 a controlada CEB Lajeado S.A realizou o teste de perda por redução ao valor recuperável do direito de exploração de concessão. A base para realização do teste de recuperabilidade foi o fluxo de caixa descontado, que resultou em um valor presente de fluxo de caixa descontado de R\$ 530.905. Este valor quando comparado com o valor contábil do investimento avaliado pelo método de equivalência patrimonial, acrescido do valor contábil do direito de exploração de concessão, no montante de R\$ 338.259, não apresentou indicação de perda por redução ao valor recuperável. A taxa de desconto usada foi de 7,16%, que representa o WACC real depois dos impostos publicado pela Agência Nacional de Energia Elétrica – 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.

(ii) 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 as tarifas regulares. As tarifas de ultrapassagem de demanda possuem caráter de penalidade ao consumidor e visam a incentivar o consumidor a não utilizar a rede além do que foi contratado, funciona como uma penalidade e está prevista no art. 93 da Resolução 414/2010.

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 a 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.

No procedimento de regulação tarifária (“PRORET 2.7”), aprovado pela Resolução Normativa ANEEL nº 463 de 22 de novembro de 2011, foi definido que as receitas auferidas com ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, a partir da revisão tarifária referente ao 3º ciclo de revisão tarifária periódica, deverão ser contabilizadas como obrigações especiais e serão amortizadas a partir da próxima revisão tarifária.

Em conformidade com o Despacho nº 4.991 da ANEEL, de 29 de dezembro de 2011, que trata dos procedimentos básicos para a elaboração das demonstrações financeiras, a Companhia efetuou o ajuste de receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, reduzindo as contas de receitas de “Fornecimento de Energia Elétrica” em contrapartida à conta de Obrigações Especiais.

A determinação pela ANEEL dessas receitas para Obrigações Especiais a partir da revisão tarifária do 3º ciclo, foi objeto de questionamento judicial pela ABRADÉE, o que ainda está em discussão.

A Companhia está aguardando o julgamento da ação e tais valores estão provisionados em Obrigações Especiais e apresentados como Obrigações Vinculadas à Concessão.

16 FORNECEDORES

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Suprimento de Energia Elétrica			319.381	240.877
Materiais e Serviços (*)	7.857	6.902	59.396	100.547
Encargos de Uso de Rede Elétrica			11.349	7.003
Fornecedores de Gás			201	226
Total	7.857	6.902	390.327	348.653
Circulante	7.857	6.902	390.327	344.101
Não Circulante				4.552

Eventos não recorrentes que impactaram a rubrica de Suprimento de Energia Elétrica:

a) Diferença de tarifa de Energia de Angra I e Angra II – ELETRONUCLEAR

Diferença de tarifa proveniente de alteração na regulamentação por parte da ANEEL, estabelecendo nova metodologia para cálculo da tarifa entre Furnas e Eletronuclear. A Lei 12.111 de 09 de dezembro de 2009, definiu que o diferencial entre essas tarifas seria rateado pelas concessionárias de serviço público de distribuição atendidas pelo Leilão de Compra de Energia Proveniente de Empreendimentos Existentes, de 7 de dezembro de 2004, na proporção das quantidades atendidas no contrato com início de suprimento em 2005. O valor do diferencial a que se refere o artigo 12º da Lei nº 12.111 de 09 de dezembro de 2009, apresentado por último pela Resolução nº 1.585 de 13 de agosto de 2013 que compete a esta CEB D é de R\$ 11.552. Deste montante, R\$ 4.821 foi pago em 2014 (R\$ 3.572 em 2013), o valor mensal estimado da parcela é de R\$ 402.

b) Diferença de tarifa de Energia Adquirida de Corumbá Concessões

No período da construção da Usina de Corumbá Concessões ocorreram atrasos na entrada em operação comercial definida originalmente no contrato. Para cumprir o contrato, Corumbá buscou energia no mercado de Curto Prazo. O preço da energia adquirida no curto prazo estava inferior ao preço contratual. Diante disso, à época, a ANEEL foi consultada e manifestou-se que a Resolução Normativa - RN nº 165 de 19 de setembro de 2005 se aplicava ao caso em questão. Referiu-se, inclusive ao Art. 3º que previa o seguinte: “Qualquer que seja o custo incorrido pelo agente vendedor na celebração dos contratos de compra e venda de energia, só será considerado, para fins de repasse aos contratos de venda originais e consequentemente às tarifas dos consumidores finais, o menor valor entre, o valor da energia do contrato de compra;; o Preço de Liquidação de Diferenças - PLD, acrescido de 10% (dez por cento); ou o preço da energia no contrato de venda original”.

Em 17 de setembro de 2013, a ANEEL, por meio do Despacho nº 3.168, contrariando o posicionamento constante do Ofício nº 326, resolve declarar que não são aplicáveis os termos da RN 165 ao Contrato de Compra e Venda de Energia celebrado entre Corumbá Concessões e esta Companhia, e que, portanto, o valor a ser aplicado no custo da compra da energia é o valor original do contrato. Aplicando o preço original e as regras de correção previstas no instrumento contratual, resultou para a CEB Distribuição S.A uma obrigação no montante de R\$ 42.705.

Ainda de acordo com instrumento contratual, a dívida com Corumbá Concessões foi atualizada pelo IGP-M, resultando no montante de R\$ 1.040 de atualização monetária.

Este valor foi integralmente repassado como componente financeiro à tarifa do consumidor final da CEB D, conforme disposto na Resolução Homologatória n. 1.779, de 19 de agosto de 2014, que homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2014 da CEB D e fixa em seu Art. 10 o valor de R\$ 43.745 (quarenta e três milhões, setecentos e quarenta e cinco mil), que começou a ser repassado a Corumbá Concessões S/A pela CEB Distribuição S.A, em 12 (doze) parcelas mensais iguais, a partir de outubro de 2014.

c) Passivo decorrente de energia de curto prazo

A CEB D constituiu provisão no montante de R\$ 117.386 devido à ausência de leituras dos consumos em linhas de interligação com Furnas e nas conexões de fronteira. Do total provisionado, R\$ 88.000 refere-se a duas linhas de interligação com Furnas e a ausência de mediação deste consumo ocorreu no período de abril/2013 a outubro/13, o valor foi provisionado em 2013. O montante de R\$ 20.308 foi provisionado no primeiro trimestre de 2014 e é relativo à ausência de consumos nas conexões de fronteira das Linhas de Sa-

mambaia Oeste de Ceilândia Norte. Em abril de 2014 foi contabilizado o montante de R\$ 9.078, referente às Linhas de Samambaia Oeste.

No mês julho de 2014 a CCEE realizou a compensação de parte dos valores provisionados no montante de R\$ 50.182, referente aos meses de abril, junho e setembro de 2013 e no mês de dezembro foi repostado, com as devidas correções, o total de \$ 17.066, referente ao mês de maio de 2013, assim o montante compensado totalizou R\$ 67.248. O saldo a ser repostado pela CEB D em reprocessamentos das contabilizações do mercado de curto prazo ao longo do ano de 2015 é de R\$ 50.138.

17 OBRIGAÇÕES TRIBUTÁRIAS

(a) Resumo das Obrigações Tributárias

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Imposto de Renda Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido (b)	97.475	97.305	244.821	153.837
Outros Tributos (c)	1.295	896	188.680	110.076
Total	98.770	98.201	433.501	263.913
Circulante	1.483	821	189.119	118.091
Não Circulante	97.287	97.380	244.382	145.822

(b) Imposto do Renda Pessoa Jurídica e Contribuição Social sobre o Lucro Líquido

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ	71.522	71.522	179.761	113.102
Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL	25.953	25.783	65.060	40.735
Total	97.475	97.305	244.821	153.837
Circulante	206	36	468	8.138
Não Circulante	97.269	97.269	244.353	145.699

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, e consideram 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., CEB Lajeado S.A é o lucro real anual com antecipações mensais. As demais controladas optaram pelo regime de tributação pelo lucro presumido.

	Controladora				Consolidado			
	IRPJ		CSLL		IRPJ		CSLL	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	30/09/2014	30/09/2013
Resultado antes dos Tributos sobre o Lucro	(104.938)	(93.320)	(104.938)	(93.320)	8.440	(44.878)	8.440	(44.878)
Equivalência Patrimonial - Coligadas					14.846	(40.625)	14.846	(40.625)
Resultado das Empresas Tributadas pelo Lucro Presumido					(8.986)	(16.033)	(8.986)	(16.033)
Total do Resultado Tributado	(104.938)	(93.320)	(104.938)	(93.320)	14.300	(101.536)	14.300	(101.536)
Ajuste RTT					(196.707)	133.934	(196.707)	133.934
Equivalência Patrimonial	102.934	86.364	102.934	86.364				
Exclusões Permanentes, Líquidas	7.144	6.909	7.144	6.909	(42.609)	(95.793)	(42.609)	(95.793)
Adições Permanentes	7.665	7.466	7.665	7.466	39.902	97.457	39.902	97.457
Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos					12.854	9.729	12.854	9.729
Atualização Monetária de Passivos Regulatórios					9.119	1.783	9.119	1.783
Perdas - Outras					551	2.015	551	2.015
Perda sobre Conta a Receber - Governo do Distrito Federal					93	38.559	93	38.559
Encargos/Gratificações/Alimentação de Diretores					717	529	717	529

	Controladora				Consolidado			
	IRPJ		CSLL		IRPJ		CSLL	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	30/09/2014	30/09/2013
Contribuições não Compensatórias					85	62	85	62
Depreciação/Amortização Acumulada - Reavaliação BRR 396/2010						22.487		22.487
Juros sobre Capital Próprio	6.151	7.404	6.151	7.404	8.578	15.767	8.578	15.767
Subvenção de Energia Elétrica					490	523	490	523
Amortização de Ágio sobre Investimentos					5.887	5.887	5.887	5.887
Outras Adições	1.514	62	1.514	62	1.528	116	1.528	116
Exclusões Permanentes	(521)	(557)	(521)	(557)	(82.511)	(193.250)	(82.511)	(193.250)
Dividendos Recebidos	(521)	(557)	(521)	(557)	(585)	(557)	(585)	(557)
Depreciação/Amortização Acumulada - Reavaliação BRR 396/2010					(5.779)	(127)	(5.779)	(127)
Constituição e Realização de Ativos e Passivos Regulatórios					(65.700)	(173.472)	(65.700)	(173.472)
Atualização Monetária - Ativos Regulatórios					(10.447)	(19.094)	(10.447)	(19.094)
Adições/(Exclusões) Temporárias	(129)	1.193	(129)	1.193	128.878	36.979	128.878	36.979
Adições Temporárias	608	2.311	608	2.311	816.201	191.735	816.201	191.735
Provisão para Riscos Trabalhistas, Cíveis, Fiscais e Regulatórios	35	2.295	35	2.295	15.130	23.658	15.130	23.658
Provisão de Benefício Pós-Emprego - Assistencial Aposentados					37.800	38.193	37.800	38.193
Provisão de Suprimento/Energia de Curto Prazo					668.986	95.136	668.986	95.136
Provisão de Encargos no Curto Prazo					8.045		8.045	
Provisão para Perdas com Depósitos Judiciais					2.157		2.157	
Provisão de Participação nos Lucros					3.016	1.904	3.016	1.904
Provisão para Perdas Prováveis						7.791		7.791
Provisão do Contrato de Arrecadação						74		74
Provisão para Devedores Duvidosos					69.223	17.543	69.223	17.543
Provisão de Custo dos Serviços	573		573		573		573	
Atualização Monetária - Superávit de Baixa Renda					10.966	7.436	10.966	7.436
Outras Adições		16		16	305		305	
Exclusões Temporárias	(737)	(1.118)	(737)	(1.118)	(687.323)	(154.756)	(687.323)	(154.756)
Reversão de Provisão para Riscos Trabalhistas, Cíveis, Fiscais e Regulatórios	(18)	(1.101)	(18)	(1.101)	(2.571)	(10.659)	(2.571)	(10.659)
Reversão de Benefício Pós- Emprego Assistencial Aposentados					(35.138)	(35.498)	(35.138)	(35.498)
Reversão de Provisão para Devedores Duvidosos					(19.219)	(33.313)	(19.219)	(33.313)
Reversão de Provisão de Participação nos Lucros					(1.904)	(4.296)	(1.904)	(4.296)
Reversão de Provisão de Suprimentos/Energia de Curto Prazo					(607.677)	(70.935)	(607.677)	(70.935)
Reversão de Provisão de Encargos no Curto Prazo					(11.353)		(11.353)	
Reversão da Atualização Monetária do Superávit de Baixa Renda					(8.742)		(8.742)	
Receita não Faturada	(719)		(719)		(719)		(719)	
Outras Exclusões		(17)		(17)		(55)		(55)
Base de Cálculo Antes da Compensação do Prejuízo Fiscal	5.011	1.146	5.011	1.146	(96.138)	(26.416)	(96.138)	(26.416)
(-) Compensação Prejuízo Fiscal	(1.503)	(344)	(1.503)	(344)				
Base de Cálculo	3.508	802	3.508	802	(96.138)	(26.416)	(96.138)	(26.416)
Alíquota Aplicável *	25%	25%	9%	9%	25%	25%	9%	9%
Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente	853	168	316	72				
IRPJ/CSLL - Prejuízo Fiscal e Base Negativas não Constituídos								
IRPJ/CSLL sobre Lucro Fiscal Tributável de Controladora e Controladas					2.887	10.421	1.062	3.773
IRPJ - Lucro Presumido					1.483	1.772	662	590
Ajustes IRPJ/CSLL - Exercício - 2013 e 2012		1.549		512		1.588		525
Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente	853	1.717	316	584	4.370	13.781	1.725	4.888
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos					72.534	8.542	26.130	3.074

(*) Alíquota de 15% e 10% de Adicional para o IRPJ.

Passivo Fiscal Diferido

A Companhia reconheceu passivos fiscais diferidos relativos ao reconhecimento do custo atribuído dos terrenos (Nota 13). Um dos imóveis avaliados foi capitalizado na controlada CEB D, como aporte de capital e está registrado como propriedade para investimento. 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 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	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ	71.522	71.522	179.650	107.126
Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL	25.953	25.747	64.703	38.573
Total	97.475	97.269	244.353	145.699
Não Circulante	97.475	97.269	244.353	145.699

(c) Outros Tributos

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços de Transportes Estaduais, Intermunicipais e de Comunicações - ICMS		157	148.637	101.138
Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social- COFINS	479	9	26.893	1.640
Programa de Integração Social – PIS	104	2	5.834	345
Retenções IRRF/CSLL/PIS/COFINS	351	373	2.541	2.120
Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS	182	65	1.648	1.062
Outros	179	290	3.127	3.771
Total	1.295	896	188.680	110.076
Circulante	1.277	785	188.651	109.953
Não Circulante	18	111	29	123

18 CONTRIBUIÇÃO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

A Contribuição de iluminação pública - CIP foi instituída no Distrito Federal pela Lei Complementar nº 673 de 27/12/2002 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, efficientização 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 n. 5.434 que estabeleceu medidas de apoio à CEB D, preparatórias à renovação 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, a partir de fevereiro de 2015.

Em 31 de dezembro de 2014 o montante a repassar ao GDF era de R\$ 213.103 e apresentava a seguinte movimentação:

Saldo em 31 de dezembro de 2013	121.144
Faturamento Arrecadado	155.992
Faturamento não Arrecadado	15.590
Atualização Monetária	7.747
Repasses ao Governo do Distrito Federal	(87.370)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	213.103
Circulante	83.603
Não Circulante	129.500

19 ENCARGOS REGULATÓRIOS

	Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013
Superávit de Baixa Renda (a)	108.849	97.883
Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética (b)	75.351	58.726
Encargos do Consumidor a Recolher	2.735	1.492
Total	186.935	158.101
Circulante	40.980	30.193
Não Circulante	145.955	127.908

(a) Superávit de Baixa Renda

Refere-se ao montante dos 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 ressarcimento deve-se ao fato de as tarifas concedidas à Companhia já terem considerado o enquadramento anterior dos consumidores como 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.

(b) Obrigações de pesquisa e desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética

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 o investimento no programa, 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), e ainda ser recolhido ao Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico 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 15/03/2004 e 28/03/2007, respectivamente.

A atualização das parcelas referente PEE e P&D é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº 176, de 28/11/2005, nº 219, de 11/04/2006, nº 300, de 12/02/2008 e nº 316, de 13/05/2008, e Ofício Circular nº 1644/2009-SFF/ANEEL, de 28/12/2009.

Por meio da Resolução Normativa nº 233, de 24/10/2006, com validade a partir de 01/01/2007, 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	
	31/12/2014	31/12/2013
Programa de Eficiência Energética - PEE	52.328	41.125
Pesquisa e Desenvolvimento - P &D	21.910	17.094
Fundo Nacional Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	741	339
Ministério de Minas e Energia – MME	372	168
Total	75.351	58.726

20 EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Entidades	Consolidado		Encargos
	31/12/2014	31/12/2013	
ELETROBRÁS	24.659	40.250	Juros entre 5% a 8% a.a. 1% a 2% de Tx. Adm. + Variação da UFIR/IGPM
Banco do Brasil S.A (FINAME)	5.000	6.001	Juros de 4,5% a.a. de atualização pela TJLP
Banco do Brasil S.A (FCO I a IV)	69.173	84.841	Juros de 10% a.a. de atualização pela TJLP e Bônus de Adimplência de 15%.
Banco do Brasil	17.727		CDI + juros de 1,7% a.a.
Caixa Econômica Federal S.A		98.475	CDI + Juros de 2,16% a.a.
Caixa Econômica Federal S.A	91.956	31.781	129% do CDI CETIP (durante o período de utilização)
Caixa Econômica Federal S.A/BNDES	34.498		6% a.a
Caixa Econômica Federal S.A/BNDES	14.391		5% a.a + UMBNDES
Caixa Econômica Federal S.A/BNDES	45.456		5% a.a + TJLP
Banco Daycoval	19.171		0,5% a.m + CDI CETIP
Custo de Transação	(920)		
Total	321.111	261.348	
Circulante	69.417	119.207	
Não Circulante	251.694	142.141	

A CEB D firmou o contrato de financiamento com o agente financeiro Caixa Econômica Federal (CAIXA), por meio de repasse de recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), objetivando investimentos realizados em novas instalações e melhorias na rede de distribuição da Controlada, em vistas de projetos relacionados à Copa do Mundo de 2014. A liberação dos recursos ocorreu no mês de setembro de 2014.

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

(a) Garantias dos empréstimos e financiamentos

Os empréstimos estão garantidos por cessão de direitos creditórios da controlada CEB D

Os empréstimos da controlada CEB D não possuem cláusulas de *covenants*.

Os montantes das dívidas classificadas no passivo não circulante em 31 de dezembro de 2014 têm a seguinte composição, por ano de vencimento:

	Consolidado
2016	44.609
2017	42.452
2018	49.342
2019	42.710
2020 em diante	72.581
Total	251.694

(b) Movimentação dos Empréstimos e Financiamentos

	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2013	261.348
Empréstimos e Financiamentos Obtidos	252.120
Encargos Incorridos no Período	26.655
Custo de Transação	(920)
Encargos Financeiros Pagos	(24.269)
Amortizações de principal	(193.823)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	321.111

21 OBRIGAÇÕES SOCIAIS E TRABALHISTAS

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Provisão de Férias	151	118	14.312	11.152
Encargos sobre Provisões	157	121	10.369	10.437
Abono Assiduidade			6.618	6.758
Abono Indenizatório			2.345	7.260
Participação nos Lucros			3.016	1.904
Outros			202	33
Total	308	239	36.862	37.544
Circulante	308	239	36.862	35.124
Não Circulante				2.420

22 BENEFÍCIOS PÓS-EMPREGO

a) Planos de benefícios

A Companhia e suas controladas são patrocinadoras da FACEB - Fundação de Previdência dos Empregados da CEB, que tem por objetivo suplementar os benefícios assegurados pela Previdência Social aos empregados da CEB D e da FACEB e aos 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 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, uma vez que 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, sendo que a CEB D tem responsabilidades em relação aos aposentados e pensionistas apenas no plano denominado CEB - Assistencial, uma vez que a sua participação no plano denominado CEB-Saúde está limitada ao aporte da despesa gerada pelos participantes ativos e seus dependentes, não lhe cabendo responsabilidades em relação aos aposentados e pensionistas e, dessa forma, não existe passivo com benefícios pós-emprego.

O Plano de Saúde Assistencial 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 D.

O custeio do plano é feito mediante pagamento de co-participação pelos usuários, no momento em que utilizam o plano, 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.

Quanto aos planos previdenciários, o passivo com benefícios pós-emprego foi avaliado apenas para o plano denominado Plano Complementar de Benefícios Previdenciários, constituído sob a modalidade de benefício definido, uma vez que 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.

Os resultados da reavaliação atuarial das obrigações com benefícios a empregados da Companhia e suas controladas estão demonstrados nos quadros seguintes, estando divididas em função de cada plano previdencial e de saúde, e foram calculados com base nas informações prestadas pela Companhia e 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 previdencial e plano de saúde, de informações sobre a utilização do plano de saúde nos últimos vinte e um meses, informações contábeis posicionadas em 30 de novembro de 2014 e dados sobre a composição do valor justo dos ativos do plano de benefício posicionado na mesma data.

Os montantes no passivo relativos aos planos de Previdência, Assistência e Demissão Voluntária são os seguintes:

	Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013
Plano de Previdência	50.765	74.361
Plano de Assistência	302.987	271.999
Programa de Demissão Voluntária	2.010	6.385
Total	355.762	352.745
Circulante	60.863	66.075
Não Circulante	294.899	286.670

Os montantes no resultado relativos aos planos de Previdência e Assistência são os seguintes:

	Consolidado	
	31/12/2014	30/09/2013
Previdência	7.810	5.263
Assistência	32.309	23.538
Total	40.119	28.801

b) Planos Previdenciário e Assistencial

As movimentações no valor presente da obrigação com benefício definido são:

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Valor presente das obrigações atuariais				
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(985.140)	(1.236.263)	(271.999)	(271.338)
Custo do serviço corrente	(11.012)	(10.606)	(2.463)	(2.669)
Custo de juros	(116.247)	(113.860)	(37.862)	(24.990)
Ganhos/(Perda) atuariais	(91.994)	316.383	(26.819)	(8.688)
Benefícios Pagos pelo plano	66.858	59.206	33.356	35.686
Valor presente da obrigação atuarial no final do período	(1.137.535)	(985.140)	(305.787)	(271.999)

Análise da obrigação atuarial do plano:

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Valor presente da obrigação atuarial	1.137.535	985.140	305.787	271.999
Valor justo dos ativos do plano	(1.108.746)	(962.786)		
Valor presente da obrigação coberta	1.108.746	962.786		
Valor presente da obrigação sem cobertura	28.789	22.354	305.787	271.999
Status do Plano	Parcialmente Fundado	Parcialmente Fundado	Sem Cobertura	Sem Cobertura

As movimentações no valor justo dos ativos do plano são as seguintes:

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Valor justo dos ativos do plano				
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	962.786	1.139.775		
Rendimento esperado dos ativos do plano	113.609	104.973		
Contribuições recebidas pelo fundo - Patrocinador	39.117	31.225	33.357	35.686
Contribuições recebidas pelo fundo - Participantes	10.766	11.891		
Benefícios Pagos pelo fundo	(66.858)	(59.206)	(33.357)	(35.686)
Ganhos/(Perda) atuariais	49.326	(265.872)		
Valor justo dos ativos do plano no final do período	1.108.746	962.786		

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço:

	Plano Previdenciário	
	31/12/2014	31/12/2013
Valores reconhecidos no balanço patrimonial		
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura	28.789	22.354
Ganhos/(Perdas) atuariais não reconhecidos (item 92)		52.004
Passivo/(Ativo) líquido reconhecido no final do período (Saldo da dívida com a FACEB)	52.276	74.358
Movimentação do passivo (ativo) líquido reconhecido no balanço		
Passivo (ativo) reconhecido no início do exercício	22.354	75.893
Contribuições aportadas no plano	(39.117)	(31.225)
Amortização de (ganhos)/perdas atuariais	42.668	(29.916)
Despesas do exercício	2.884	7.602
Passivo/(ativo) reconhecido no final do período	28.789	22.354

	Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013
Valores reconhecidos no balanço patrimonial		
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura	305.787	271.999
Ganhos/(Perdas) atuariais não reconhecidos (item 92)		
Passivo/(Ativo) líquido reconhecido no final do período	305.787	271.999
Movimentação do passivo (ativo) líquido reconhecido no balanço		
Passivo (ativo) reconhecido no início do exercício	271.999	110.914
Contribuições aportadas no plano	(33.357)	(35.686)
Amortização de (ganhos)/perdas atuariais	26.819	169.112
Despesas do exercício	40.326	27.659
Passivo/(ativo) reconhecido no final do período	305.787	271.999

(i) Plano Previdenciário

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciais apresentou um valor presente de obrigação atuarial de R\$ 1.137.535, que ao ser confrontado com o valor justo dos ativos do plano de R\$ 1.108.746 resultou em um déficit de R\$ 28.789, constituindo-se, portanto em um passivo atuarial. Atualmente a CEB D, tem contabilizado em seu passivo o montante de R\$ 52.276, relativo ao contrato de dívida que mantém junto à FACEB.

O valor justo dos ativos do plano foi informado pela FACEB e, segundo a entidade, está precificado a mercado na posição de 30 de novembro de 2014. Do ativo total informado pela FACEB (R\$ 1.126.992) foram deduzidos os valores registrados no balancete nas rubricas do exigível operacional (R\$ 3.398), exigível contingencial (R\$ 4.704) e fundos (R\$ 10.144), resultando no valor justo de R\$ 1.108.746, 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 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 2014, um déficit atuarial. A variação no resultado atuarial, quando comparado com a situação em 31 de dezembro de 2013 se deve às alterações cadastrais ocorridas no período, à redução na quantidade total de participantes e assistidos, conforme se observa nas estatísticas do plano, e, em especial, à expressiva elevação do Valor Justo dos Ativos do Plano, que aumentou 15,16% no período, enquanto a Obrigação Atuarial teve elevação de 15,47%.

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

	31/12/2014	31/12/2013
Valor presente da Obrigação atuarial	1.137.535	985.140
Valor justo dos ativos do plano	(1.108.746)	(962.786)
Resultado	28.789	22.354

O quadro a seguir contém a despesa do plano de responsabilidade da patrocinadora, estimada para o exercício de 2015, 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.

	2015
Custo do serviço corrente	10.339
Custo dos juros	136.125
Rendimento esperado dos ativos do plano	(132.680)
Contribuições dos participantes	(10.228)
Total da despesa estimada	3.556

(ii) Plano 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 as patrocinadoras.

Conforme o balancete desse plano posicionado em 30 de novembro de 2014, as provisões matemáticas de benefícios a conceder são iguais a R\$ 13.723 e o patrimônio de cobertura do plano é de R\$ 13.723, comprovando o equilíbrio atuarial do citado plano de benefícios. Não existem benefícios concedidos no plano na data desta reavaliação e além do patrimônio de cobertura do plano existem fundos previdenciais no montante de R\$ 194 para dar suporte à solvência do plano de benefícios.

(iii) Plano CEB-SAÚDE

O plano CEB-SAÚDE não gerou provisão de benefícios pós-emprego em função das disposições de seu regulamento que prevêem 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.

(iv) Plano Assistencial

A avaliação atuarial do plano CEB-ASSISTENCIAL, posicionada em 31 de dezembro de 2014, revelou que a obrigação atuarial deste plano é de R\$ 305.787. Considerando-se que este plano não possui valor justo de ativos, então a obrigação atuarial calculada em 31 de dezembro de 2014 se encontra sem lastro de ativos financeiros. A composição deste passivo se dá da seguinte forma: a) passivo de curto prazo dos ativos: R\$ 11.595; b) passivo de longo prazo dos ativos: R\$ 73.173; c) passivo de curto prazo dos assistidos: R\$ 18.075 e d) passivo de longo prazo dos assistidos: R\$ 202.944.

O passivo líquido em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 271.999 e, computadas as variações ocorridas em 2014, conforme demonstradas nos quadros anteriores, têm-se um passivo líquido calculado atuarialmente em 31 de dezembro de 2014 de R\$ 305.787, sendo este o valor da provisão de benefícios pós-emprego para o plano CEB-ASSISTENCIAL.

Considerando-se que a provisão atualmente contabilizada no montante de R\$ 313.087 é superior ao montante aqui informado, não há necessidade de aumento dessa provisão. A variação na obrigação atuarial decorreu da modificação na taxa de juros, conforme apresentada no quadro das premissas, que foi reduzida de 6,47% a.a. para 6,20% a.a. Além disso, o custo por usuário cresceu de R\$ 512,29 para R\$ 561,92, representando uma elevação de 9,69% e a quantidade de beneficiários experimentou uma pequena redução de 0,33%.

Despesa estimada para o exercício:

	2015
Custo do serviço corrente	2.463
Custo dos juros	37.863
Total da despesa estimada	40.326

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

	31/12/2014	31/12/2013
Valor presente da Obrigação atuarial	305.787	271.999
Valor justo dos ativos do plano	-	-
Resultado	305.787	271.999

Quadro demonstrativo da despesa total reconhecida na demonstração dos resultados:

Valores reconhecidos na DRE	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Custo do serviço corrente	11.012	(10.606)	(2.463)	(2.669)
Contribuições recebidas pelo fundo - Participantes	(10.766)	11.891		
Custo de juros	116.247	(113.860)	(37.862)	(24.990)
Rendimento esperado dos ativos do plano	(113.609)	104.973		
Total da (despesas)/receita reconhecida no período	2.884	(7.602)	(40.325)	(27.659)

Segue abaixo 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, como demonstrado a seguir:

Composição dos ativos	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Disponível	0,24%	0,27%	N/A	N/A
Renda Fixa	86,34%	83,29%	N/A	N/A
Renda Variável	1,44%	6,00%	N/A	N/A
Investimentos estruturados	7,65%	6,40%	N/A	N/A
Investimentos Imobiliários	1,67%	1,24%	N/A	N/A
Empréstimos com Participantes	2,66%	2,80%	N/A	N/A
Total percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%	N/A	N/A

(iii) **Premissas Atuariais**

Premissas atuariais adotadas	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Financeira				
Taxa de juros anual para cálculo do valor presente da obrigação	6,20%	6,47%	5,65%	6,47%
Expectativa de retorno do valor justo dos ativos do plano	11,97%	11,80%	0,00%	0,00%
Taxa anual de inflação	5,43%	5,01%	5,01%	5,01%
Taxa nominal de crescimento anual dos salários	5,43%	5,01%	5,01%	5,01%
Taxa nominal de crescimento dos benefícios do plano	5,43%	5,01%	5,01%	5,01%
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	Winklevoss		Winklevoss	
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	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Taxa nominal de rendimento esperada sobre os ativos do plano	11,97%	11,80%	N/A	N/A

c) **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 D 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 e que foram incluídas no Regulamento do Plano, conforme descrevemos: encargos financeiros de 6% ao ano; correção monetária igual à variação INPC, capitalizada mensalmente; prazo de amortização de 180 meses sucessivos. Demonstramos, a seguir, o montante atualizado, líquido das amortizações, até 31 de dezembro de 2014:

As movimentações da dívida atuarial ocorreu conforme quadro a seguir:

	Circulante	Não Circulante	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2012	28.889	62.783	91.672
Amortização	(29.088)		(29.088)
Atualização	3.336	6.575	9.911
Transferências para o circulante	29.008	(29.008)	
Saldo em 31 de dezembro de 2013	32.145	40.350	72.495
Amortização	(31.130)		(31.130)
Atualização	3.779	4.093	7.872
Transferências para o circulante	26.574	(26.574)	
Saldo em 31 de dezembro 2014	31.368	17.869	49.237

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

A composição do passivo é a seguinte:

	31/12/2014	31/12/2013
Contribuições para o Plano	1.525	1.708
Contrato de Dívida	49.237	72.495
Total	50.762	74.203
Circulante	32.893	33.853
Não Circulante	17.869	40.350

Para 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 (vide letra b. (ii). a) pactuado entre a Companhia e a FACEB.

d) Programa de desligamento voluntário

Em continuidade ao programa implementado em 2005, a Companhia implementou o Programa de Desligamento Voluntário II que contou com a adesão de 185 empregados que possuem condições de se aposentar no INSS e que completam as condições com a FACEB no decorrer de 2006 a 2015.

Demonstramos, a seguir, a movimentação das verbas indenizatórias do Programa de Desligamento Voluntário II:

	Circulante	Não Circulante	Total
Passivo em 31 de dezembro 2013	4.569	1.816	6.385
Amortização	(4.466)		(4.466)
Atualização		91	91
Transferências para o Circulante	1.907	(1.907)	
Passivo em 31 de dezembro de 2014	2.010		2.010

23 PROVISÕES PARA RISCOS TRIBUTÁRIOS, CÍVEIS, TRABALHISTAS E REGULATÓRIOS

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

(a) 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 regulatórios em diversas instâncias processuais. 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 chances de um desfecho desfavorável são consideradas prováveis.

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Regulatórias			59.655	50.066
Trabalhistas	54	94	8.959	6.869
Fiscais	8.251	8.223	8.251	8.223
Cíveis			7.500	6.674
Total	8.305	8.317	84.365	71.832
Circulante	54	94	5.901	4.850
Não Circulante	8.251	8.223	78.464	66.982

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

	Controladora		
	Trabalhista	Fiscais	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2012	96	9.148	9.244
Constituições de Provisão	15	2.295	2.310
Pagamentos		(2.153)	(2.153)
Reversão de Provisão	(17)	(1.067)	(1.084)
Saldo em 31 de dezembro de 2013	94	8.223	8.317
Constituições de Provisão	7		7
Pagamentos	(34)		(34)
Atualização Monetária	5	28	33
Reversão de Provisão	(18)		(18)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	54	8.251	8.305

	Consolidado				
	Trabalhista	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2012	5.263	6.826	9.148	32.940	54.177
Constituições de Provisão	1.978	549	2.295	14.273	19.095
Pagamentos			(2.153)		(2.153)
Reversão de Retificadora PLR Exercício 2007 (a)	7.173				7.173
Reversão de Provisão	(8.933)	(1.022)	(1.067)		(11.022)
Atualização Monetária	1.388	321		2.853	4.562
Saldo em 31 de dezembro de 2013	6.869	6.674	8.223	50.066	71.832
Constituições de Provisão	1.816	399		6.363	8.578
Pagamentos	(34)	(9)			(43)
Reversão de Provisão	(493)	(30)		(1.791)	(2.314)
Atualização Monetária	801	466	28	5.017	6.312

	Consolidado				
	Trabalhista	Cíveis	Fiscais	Regulatórias	Total
Saldo em 31 de dezembro de 2014	8.959	7.500	8.251	59.655	84.365

(a) O valor de R\$ 7.173 representa o valor depositado em juízo e que foi pago aos empregados da CEB D na forma de participação nos lucros/resultados no exercício de 2007, após decisão judicial favorável (liminar). A CEB D recorreu da decisão e constituiu uma provisão para contingência trabalhista mesmo valor. A provisão para contingência trabalhista era apresentada líquida do valor do ativo. Em dezembro de 2013, a CEB D reverteu à provisão constituída e para o valor do ativo foi constituída uma provisão para perdas prováveis no montante de R\$ 7.173.

(i) Demandas Trabalhistas

Ações movidas por empregados e ex-empregados contra a Companhia, envolvendo cobrança de horas extras, adicionais de periculosidade, dano moral, 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 está discutindo 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 e investimentos em consórcio, extrapolação dos limites de DEC/FEC, falta de investimentos no sistema elétrico de distribuição e referente à 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

As provisões fiscais referem-se a processos da Receita Federal relativos a IRPJ, PIS, COFINS, PER/DCOMP e CSLL. A Companhia emitiu Despacho decisório para a homologação das Declarações de Compensação, sendo também apresentada Manifestação de Inconformidade requerendo que seja reconhecido o direito a compensação dos créditos tributários, a qual foi indeferida pela Receita Federal.

A Administração da Companhia 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.

(b) Passivo Contingente

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. O montante desses processos, em 31 de dezembro de 2014 é apresentado conforme segue:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Fiscais	21.529	21.529	25.149	21.529
Cíveis	245	245	1.973	1.933
Trabalhistas	150	150	790	584
Total	21.924	21.924	27.912	24.046

(i) Demandas Fiscais

Representam valores referentes às Contribuições Sociais de PIS e COFINS, que foram objeto de compensação com créditos existentes na Receita Federal por recolhimentos realizados a maior, e que, quando da solicitação da compensação através de PER/DCOMP estes não foram homologados pela Receita Federal. Os consultores legais da Companhia vêm buscando reverter a decisão da Receita Federal com a comprovação de que tais cobranças não procedem.

24 DEMAIS OBRIGAÇÕES

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Recursos para Futuro Aumento de Capital (a)	212.000	212.000	212.000	212.000
Consignações a Favor de Terceiros	73	89	13.230	4.996
Consumidores	1		12.477	10.108
Parcelamento de Multa ANEEL			6.415	7.425
Arrendamento			3.685	3.525
Adiantamento de Clientes			1.702	
Compensação Financeira Utilização de Recursos Hídricos			1.184	952
Retenção de Quotas RGR			724	724
Cauções e Garantia			705	732
Obrigações com Empresas Ligadas	167	107		
Outras Obrigações	92	19	3.274	4.092
Total	212.333	212.215	255.396	244.554
Circulante	333	215	39.605	26.284
Não Circulante	212.000	212.000	215.791	218.270

(a) Refere-se a adiantamento efetuado pelo controlador, Governo do Distrito Federal, que necessita de aprovação na assembleia de acionistas para que seja incorporado ao capital da Companhia. O valor será incorporado ao capital pelo seu valor histórico.

25 PATRIMÔNIO LÍQUIDO

(a) Capital Social

O Capital autorizado é de R\$ 368.724, conforme art. 7º do Estatuto da Companhia, e o Capital Social subscrito e integralizado é de R\$ 342.056 (R\$ 342.056 em 31/12/2013). 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	31/12/2014	31/12/2013
Ações Ordinárias	4.576.432	4.576.432
Ações Preferenciais	4.607.026	4.607.026
Classe A	1.313.002	1.313.002
Classe B	3.294.024	3.294.024
Total	9.183.458	9.183.458
Valor Patrimonial por Ação:		
Patrimônio Líquido	177.084	308.344
(-) Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	(11.969)	(11.969)
Total	165.115	296.375
Quantidade de Ações	9.183.458	9.183.458
Valor Patrimonial por Ação - Em (R\$)	17,98	32,27

(b) Ajuste de Avaliação Patrimonial

Neste grupo estão contabilizados os seguintes eventos:

(i) 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	Controladora	Consolidado
Saldo em 31 de dezembro de 2008	1.442	1.442
Ajustes por adoção do custo atribuído	295.744	295.744
Saldo em 1º de janeiro de 2009	297.186	297.186
Alienação de Terreno - Exercício de 2009	(11.099)	(11.099)
Saldo em 31 de dezembro de 2010 e 2011 – Valor Bruto	286.087	286.087
Efeito Fiscal (IRPJ/CSLL 34%)	(97.270)	(97.270)
Saldo em 31 de dezembro de 2013, líquido do efeito fiscal	188.817	188.817
Saldo em 31 de dezembro de 2014, líquido do efeito fiscal	188.817	188.817

(ii) Ganhos/Perdas na Variação de Percentual em Participações Societárias

Em dezembro de 2011, foi contabilizado uma perda de capital por diluição de percentual no capital da Controlada em conjunto Energética Corumbá III S.A, o valor desta perda foi de R\$ 847 e foi apurado pelo cálculo da equivalência patrimonial. No Exercício de 2013, ocorreram os seguintes eventos: Em abril de 2013, houve novo aporte de capital pelos acionistas, os quais não foram proporcionais às participações detidas por cada acionista, este fato gerou uma perda de R\$ 31. O outro evento foi a declaração dividendos destinados a CEB, que em relação ao percentual de participação total sobre o Capital Social da Controlada gerou um ga-

nho de R\$ 47. Em abril de 2014, os acionistas Energ Power S.A e Strata Construções e Concessionárias Integradas S.A realizaram aporte de capital no montante de R\$ 221. Esta operação gerou um ganho de capital a favor da CEB no valor de R\$ 83. Ainda em 2014, houve ganho de R\$ 10 devido a diluição de percentual em virtude de declaração de dividendos pela coligada Energética Corumbá III S.A. A perda acumulada registrada com a Controlada Energética Corumbá III S.A na rubrica de ajuste de avaliação patrimonial em 31 de dezembro de 2014 é de R\$ 766.

Em outubro de 2012, os acionistas da coligada Corumbá Concessões S.A se reuniram em assembleia geral extraordinária e aprovaram e formalizaram a opção de compra da totalidade das ações preferenciais nominativas classe “B” de propriedade do Fundo de Investimento em Participações BRB Corumbá. Após a aquisição, estas ações foram contabilizadas na Coligada na rubrica de Ações em Tesouraria e gerou alteração na estrutura societária da Coligada, desta forma, a participação do Grupo na Coligada passou de 39,07% para 45,57% gerando um ganho na variação de percentual de R\$ 18.623. Em 2014, ocorreu o registro R\$ 39 gerado por ganho por diluição de percentual devido a dividendos pagos do exercício de 2013.

(iii) Perdas Atuariais – Plano Assistencial e Previdenciário

A Companhia reconheceu em 1º de janeiro de 2013 perdas atuarial referente aos planos assistencial e previdenciário dos empregados da Controlada CEB D no montante de R\$ 165.240. O valor desta perda foi registrada no patrimônio líquido da Companhia de acordo com a regra estabelecida no CPC 33 (R1) – Benefícios a Empregados. Em 31 de dezembro de 2014, o montante da perda atuarial é de R\$ 186.441 (R\$ 158.116 em 2013).

Em 31 de dezembro de 2014, a composição do saldo da rubrica “Ajustes de avaliação patrimonial” é a seguinte:

	31/12/2014	31/12/2013
Custo atribuído do Ativo Imobilizado	188.817	188.817
Ganho na Variação de Percentual – Corumbá Concessões S.A (ii)	18.662	18.623
Perda de Capital na Diluição de Percentual – Energética Corumbá III S.A	(766)	(859)
Perdas Atuarial - Plano Assistencial (iii)	(186.441)	(158.116)
Outras Movimentações - Coligadas	53	33
Total	20.325	48.498

(c) Resultado do exercício

Em 2014, a Companhia apurou um Prejuízo no exercício de R\$ 106.107 (R\$ 95.621 em 2013).

(d) Reserva de lucros

Reserva legal: É constituída à razão de 5% do lucro líquido apurado a cada exercício nos termos do art. 193 da Lei 6404/76, até o limite de 20% do capital social. A destinação é facultativa quando a reserva legal, somada às reservas de capital, exceder em 30% o capital social. A reserva somente é utilizada para aumento do capital social ou para absorção de prejuízos.

(f) Distribuição de Dividendos

A política de dividendos da entidade consta no Art. 9º do Estatuto vigente, em relação às ações preferenciais classe A:

I - Prioridade no recebimento de dividendos mínimos de 10% ao ano, calculados proporcionalmente ao que elas representem do capital social integralizado até a data do encerramento do exercício correspondente.

II - Prioridade no reembolso do capital até o valor do patrimônio líquido das ações, em caso de liquidação da Companhia, sem prêmio.

O Art. 10º apresenta o seguinte texto relacionado aos titulares das ações preferenciais classe B: “[...] gozarão de prioridade no reembolso do capital até o valor do patrimônio líquido das ações, sem prêmio, após o reembolso da classe A, em caso de liquidação da Companhia.”. Ainda, em Parágrafo único, no mesmo artigo “[...] ações preferenciais classe B não tem direito a dividendo fixo ou mínimo.”. Conforme consta no Estatuto Art. 38 parágrafo 1º “Será sempre assegurado às ações preferenciais classe B, [...] o recebimento de dividendos 10% maiores do que os pagos às ações ordinárias.

26 INFORMAÇÕES POR SEGMENTO DE NEGÓCIO

O Grupo possui quatro segmentos divulgáveis, conforme descrito abaixo, que são as unidades de negócio estratégicas do Grupo. Para cada uma das unidades de negócios estratégicas, a Administração do Grupo analisa os relatórios internos periodicamente. O seguinte resumo descreve as operações em cada um dos segmentos reportáveis do Grupo:

- 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 D;
- 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.;
- Comercialização de energia elétrica – tem como atribuição comercialização de energia. Atua por intermédio da CEB Lajeado S.A e CEB Participações S.A.; e
- Outros – Neste segmento estão a Companhia Energética de Brasília - CEB – que tem como atribuição a participação em outras sociedades, como sócia-quotista ou acionista e a prestação de serviços de manutenção do parque de iluminação pública do Distrito Federal e a Companhia Brasileira de Gás – CEB-GAS, que tem como atribuição a exploração do serviço público de distribuição de gás canalizado.

Em 2014 a Receita Operacional Bruta registrada pelo fornecimento de energia elétrica e prestação de serviços com o Governo do Distrito Federal (Administrações Regionais, Empresas Públicas, Secretarias de Estado de Governo e demais Órgãos) totalizou R\$ 371.271, representando 13,02% da Receita Operacional Bruta Consolidada (R\$ 346.876 – 15,68% da Receita Operacional Bruta Consolidada em 2013).

Informações referentes aos resultados de cada segmento reportável para os períodos findos em 31 de dezembro de 2014 e de 2013 estão incluídas abaixo:

	Distribuição		Geração		Comercialização		Outros		Eliminações		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	2.029.225	1.545.727	17.713	16.262	131.691	126.119	72.506	42.624	(128.352)	(122.059)	2.122.783	1.608.673
Energia Elétrica comprada para Revenda	(1.364.658)	(979.132)	(270)	(715)	(58.105)	(12.877)			127.577	121.239	(1.295.456)	(871.485)
Encargos de uso da rede elétrica	(83.844)	(58.819)	(782)	(776)	(11.497)	(12.441)			771	776	(95.352)	(71.260)
CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA	(1.448.502)	(1.037.951)	(1.052)	(1.491)	(69.602)	(25.318)			128.348	122.015	(1.390.808)	(942.745)
Pessoal	(176.827)	(187.620)	(2.860)	(2.347)	(2.576)	(2.405)	(12.467)	(10.679)			(194.730)	(203.051)
Entidade de Previdência Privada	(7.810)	(7.727)					(5)				(7.815)	(7.727)
Material	(5.210)	(5.260)	(48)	(36)	(8)	(23)	(3.045)	(629)			(8.311)	(5.948)
Serviço de Terceiros	(121.059)	(116.830)	(4.287)	(2.933)	(5.818)	(4.455)	(55.538)	(30.958)			(186.702)	(155.176)

	Distribuição		Geração		Comercialização		Outros		Eliminações		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Depreciação e Amortização	(45.494)	(42.694)	(357)	(359)	(6.600)	(6.593)	(429)	(461)			(52.880)	(50.107)
Provisões	(16.598)	(19.538)	(44)	(26)	(1.217)	(118)	(1.271)	(1.269)		(7.870)	(19.130)	(28.821)
Custo de Construção	(121.314)	(186.967)									(121.314)	(186.967)
Estimativas (Reversão) de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa	(69.317)	(54.548)					(1.392)				(70.709)	(54.548)
Arrendamento					(40.131)	(38.386)					(40.131)	(38.386)
Outras	15.110	(14.628)	(1.205)	(1.035)	(6.667)	(5.367)	(3.789)	(4.154)	4	7.914	3.453	(17.270)
DESPESAS E CUSTOS OPERACIONAIS	(548.519)	(635.812)	(8.801)	(6.736)	(63.017)	(57.347)	(77.936)	(48.150)	4	44	(698.269)	(748.001)
Equivalência Patrimonial					16.769	17.025	(102.934)	(86.365)	71.237	109.965	(14.928)	40.625
RESULTADO BRUTO	32.204	(128.036)	7.860	8.035	15.841	60.479	(108.364)	(91.891)	71.237	109.965	18.778	(41.448)
Receita Financeira	58.346	58.852	1.140	721	8.884	6.931	3.095	1.953		(2.862)	71.465	65.595
Despesa Financeira	(80.749)	(64.415)	(43)	(34)	(825)	(3.515)	(186)	(3.923)		2.862	(81.803)	(69.025)
RESULTADO FINANCEIRO	(22.403)	(5.563)	1.097	687	8.059	3.416	2.909	(1.970)	-	-	(10.338)	(3.430)
RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS	9.801	(133.599)	8.957	8.722	23.900	63.895	(105.455)	(93.861)	71.237	109.965	8.440	(44.878)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Corrente		(53)	(939)	(746)	(3.987)	(15.569)	(1.169)	(2.301)			(6.095)	(18.669)
Imposto de Renda e Contribuição Social Diferidos	(98.664)	(11.616)									(98.664)	(11.616)
LUCRO (PREJUÍZO) LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	(88.863)	(145.268)	8.018	7.976	19.913	48.326	(106.624)	(96.162)	71.237	109.965	(96.319)	(75.163)
Atribuível ao Acionista Controlador											(106.107)	(95.621)
Atribuível aos Acionistas não Controladores											9.788	20.458

INFORMAÇÕES ADICIONAIS

Receita Operacional Líquida	2.029.225	1.545.727	17.713	16.262	131.691	126.119	72.506	42.624			2.251.135	1.730.732
Receita entre Segmentos	(775)	(820)			(127.577)	(121.239)					(128.352)	(122.059)
Receitas com Clientes Externos	2.028.450	1.544.907	17.713	16.262	4.114	4.880	72.506	42.624			2.122.783	1.608.673

27 DESDOBRAMENTO DAS CONTAS DO RESULTADO

(a) Receita Operacional Líquida

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Fornecimento de Energia Elétrica (*)			1.972.674	1.789.266
Energia de Curto Prazo			305.068	89.316
Recursos de Parcela A e Outros Itens Financeiros			241.431	
Receita de Construção			121.314	186.967
Receita de Prestação de Serviços	77.610	43.081	80.086	47.154
Aporte de Recursos da CDE			38.630	18.892
Suprimento de Energia			32.500	30.297
Arrendamento e Aluguéis			24.341	23.317
Disponibilidade do Sistema de Distribuição			17.396	17.602
Receita de Venda de Gás			4.608	5.575
Outras Receitas			1.637	3.155
Receita Operacional Bruta	77.610	43.081	2.839.685	2.211.541
Impostos	(1.553)	(862)	(400.296)	(365.038)
Contribuições	(7.179)	(3.985)	(268.672)	(202.333)
Encargos do Consumidor			(47.933)	(35.497)
Descontos Incondicionais			(1)	
Deduções da Receita Operacional Bruta	(8.732)	(4.847)	(716.902)	(602.868)
Receita Operacional Líquida	68.878	38.234	2.122.783	1.608.673

(*) Os ativos financeiros relacionados ao contrato de concessão são remunerados pelo WACC regulatório (custo médio ponderado de capital) e essa remuneração é reconhecida como receita pelo faturamento mensal da tarifa ao consumidor. Em 31 de dezembro de 2014, o valor corresponde a R\$ 63.096 (R\$ 52.121 em 31/12/2013).

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 anual das distribuidoras. Em 31 de dezembro 2014, os aportes de CDE totalizaram R\$ 38.630 (R\$ 18.892 em 2013), sendo R\$ 18.705 (R\$ 4.234 em 2013) referente à subvenção de baixa renda e R\$ 19.925 (R\$ 14.658 em 2013) referente ao ressarcimento dos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica, conforme 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 7.945/2013 (Nota 9).

(b) Custo com Serviço de Energia Elétrica

	Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013
Energia elétrica comprada para revenda	(1.077.077)	(877.147)
Energia elétrica comprada para revenda - Curto Prazo	(273.341)	(111.395)
Encargos de uso da rede elétrica	(95.353)	(101.313)
Repasso da Conta - ACR Custo de Energia (i)	47.910	
Aporte de Recursos da CDE	7.053	147.110
Total	(1.390.808)	(942.745)

(i) Decreto nº 8.221 de 2 de abril de 2014

O Governo Federal fundamentado na Lei nº 12.783/2013 publicou em 02 de abril de 2014, o Decreto nº 8.221/2014, que autorizou a Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE a criar e manter a Conta no Ambiente de Contratação Regulada - CONTA-ACR para cobrir, total ou parcialmente, os gastos das distribuidoras de energia com exposição involuntária no mercado de curto prazo e custos do despacho termoeletrônico, através da contratação de operações de crédito bancário destinadas à cobertura dos custos previstos. A CCEE será a responsável pela gestão da CONTA - ACR.

Durante o exercício de 2014 a CEB D reconheceu como compensação de custos de energia, referente aos valores aportados pela CONTA ACR um total de R\$ 47.910.

Aporte CDE – Decretos nºs 7891/2013 e 7.945/2013

Devido aos altos custos financeiros ocasionados pelas condições hidroenergéticas desfavoráveis desde o final de 2012, relacionado principalmente aos baixos índices dos reservatórios das usinas hidrelétricas, o governo brasileiro emitiu em 23 de janeiro 2013, o Decreto 7.891, alterado pelo Decreto 7.945 de 7 de março de 2013 com o intuito de neutralizar parte do problema de caixa enfrentado pelas distribuidoras.

Com relação à contratação de energia, o Decreto 7.945 (i) reduziu o 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) aumentou o repasse dos custos de aquisição de energia elétrica pelas distribuidoras para os consumidores finais de cento e três para cento e cinco por cento 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 abaixo:

i. 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);

ii. 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);

iii. 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).

Em 2014, a CEB D reconheceu como compensação do custo com energia elétrica, referente aos valores aportado pela CDE um total de R\$ 7.053 (R\$ 147.110 em 2013).

(c) Custos e Despesas Operacionais por Natureza

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Pessoal e Administradores	(12.250)	(10.424)	(194.736)	(203.051)
Serviço de Terceiros	(55.204)	(30.643)	(185.931)	(155.176)
Custo de Construção – concessão (a)			(121.314)	(186.967)
Depreciação e Amortização	(156)	(184)	(52.880)	(50.105)
Arrendamento			(40.131)	(38.386)
(Estimativa) / Reversão/Perdas com Crédito de Liquidação Duvidosa	(1.392)		(70.709)	(54.548)
Material	(3.040)		(8.310)	(5.948)
Entidade de Previdência Privada		(625)	(7.810)	(7.727)
Compensação Financeira Utilização Recursos Hídricos			(6.277)	(5.446)
Taxa de Fiscalização de Serviço Energia Elétrica			(2.738)	(3.191)
Propaganda e Publicidade			(771)	
Outras Despesas	(426)	(175)	(22.570)	(21.420)
Total	(72.468)	(42.051)	(714.177)	(731.965)
Classificados como:				
Custo da Operação			(354.750)	(413.275)
Custo dos Serviços Prestados	(61.362)	(32.813)	(62.566)	(34.092)
Despesas com Vendas	(1.392)		(133.377)	(115.035)
Despesas Gerais e Administrativas	(9.714)	(9.238)	(163.484)	(169.563)

(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:

- (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica;
- (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infraestrutura para o alcance da atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e
- (iii) 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.

(d) Outras Receitas / (Despesas) Operacionais

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Outras Receitas Operacionais				
Reversão de Provisão de Benefícios Pós Emprego			35.138	35.498
Ressarcimento das CCEs			27.327	9.431
Recuperação de Créditos Baixados por Perdas			16.822	9.603
Dividendos Prescritos			4.372	
Reversão de ICMS - Tarifa Social de Baixa Renda			3.238	
Reversão de Provisão para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórios	18	1.084	2.572	11.022
Ganho na Baixa de Bens			1.610	(114)
Reversão de Provisão de Participação nos Lucros			570	4.296
Outras Receitas		130	70	894
Subtotal	18	1.214	91.719	70.630
Outras Despesas Operacionais				
Provisão de Benefícios Pós Emprego			(37.800)	(38.193)
Provisão para riscos tributários, cíveis, trabalhistas e regulatórios	(35)	(2.311)	(15.143)	(23.658)
Compensação por Descontinuidade de Energia			(13.000)	(13.740)
Provisão para Participação nos Lucros e Resultados			(3.016)	(1.904)
Provisão para Perdas Prováveis - Empregados				(7.173)
Multas ANEEL			(2.164)	(1.158)
Provisão para Perdas com Depósitos Judiciais			(2.157)	
Tributos	(1.255)		(2.385)	
Outras Despesas		(43)	(146)	(840)
Subtotal	(1.290)	(2.354)	(75.811)	(86.666)
Outras Receitas (Despesas) Operacionais, Líquidas	(1.272)	(1.140)	15.908	(16.036)

(e) Resultado Financeiro

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Receitas Financeiras				
Juros / Variações Monetárias sobre Ativos	1.732	5	20.932	12.018
Atualização Monetária – Ativos Regulatórios			14.516	
Acréscimos Moratórios em Conta de Energia			9.998	10.609
Juros sobre Capital Próprio	6.152	7.404	8.444	8.362
Reversão de Juros sobre Capital Próprio	(6.152)	(7.404)	(8.444)	(8.362)
Rendimentos de Aplicações Financeiras	689	1.345	7.139	6.159
Atualização Monetária do Ativo Financeiro Indenizável			12.754	34.166
Multas e Penalidades Aplicadas			1.591	1.736
Receita de Dividendos	520	557	717	766
Outas Receitas Financeiras	103	18	3.818	141
Subtotal	3.044	1.925	71.465	65.595
Despesas Financeiras				
Juros / Variações Monetárias sobre Passivos	(97)	(36)	(34.765)	(30.285)
Encargos de Dívidas		(886)	(26.938)	(25.729)
Atualização de Benefício pós-emprego			(3.683)	(4.878)
Atualização Monetária - Passivos Regulatórios			(6.504)	
Juros sobre Capital Próprio			(4.848)	(5.836)
Reversão de Juros sobre Capital Próprio			4.848	5.836

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Custo de Transação (Empréstimos e Financiamentos)		(2.972)		(2.972)
Variação Cambial sobre Fatura de Energia Elétrica			(5.949)	(2.422)
Outras Despesas Financeiras	(89)	(29)	(3.964)	(2.739)
Subtotal	(186)	(3.923)	(81.803)	(69.025)
Resultado Financeiro	2.858	(1.998)	(10.338)	(3.430)

28 LUCRO (PREJUÍZO) POR AÇÃO BÁSICO E DILUÍDO

Os acionistas ordinários e preferenciais 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 (prejuízo) por ação básico e diluído, foi calculado com base no lucro (prejuízo) do exercício disponível para os acionistas ordinários e preferenciais.

Básico

O lucro (prejuízo) básico por ação é calculado mediante a divisão do lucro (prejuízo) 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.

Diluído

O lucro (prejuízo) 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 (prejuízo) por ação básico e diluído:

	31/12/2014	31/12/2013
Prejuízo do Exercício atribuível aos acionistas da Companhia	(106.107)	(95.621)
Prejuízo alocado às ações ordinárias – básicas e diluídas	(52.874)	(47.649)
Prejuízo alocado às ações preferenciais – básicas e diluídas	(53.233)	(47.972)
Média ponderada das ações em circulação		
Ações ordinárias – básicas e diluídas	4.576	4.576
Ações preferenciais – básicas e diluídas	4.607	4.607
Prejuízo por ação – R\$:		
Ações ordinárias – básicas e diluídas	(11,5547)	(10,4128)
Ações preferenciais - básicas e diluídas	(11,5547)	(10,4148)

29 TRANSAÇÕES COM PARTES RELACIONADAS

(a) Controladora final

A Companhia é controlada pelo Governo do Distrito Federal (GDF).

(b) Remuneração do pessoal-chave da Administração

O Grupo não possui transações de empréstimos ou outras transações com diretores/conselheiros ou familia-

res 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	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Remuneração	671	781	3.375	2.491
Demais Benefícios de Curto Prazo	192	223	744	722
Total	863	1.004	4.119	3.213

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

(c) Transações com partes relacionadas

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

(i) Operações da Controladora com suas controladas

Transações com Partes Relacionadas (Balanço Patrimonial)	Notas	Controladora	
		31/12/2014	31/12/2013
Ativo		68.902	15.516
Contas a Receber, líquida da PCLD		56.059	3.722
Governo do Distrito Federal	a	56.059	3.722
Demais Ativos		12.843	11.667
Dividendos/JSCP	b	12.659	11.540
CEB Geração S/A			948
CEB Lajeado S/A		12.177	6.294
CEB Participações S.A			1.292
Energética Corumbá III S/A		482	1.203
Corumbá Concessões S/A			1.803
Outras Operações		184	127
CEB Distribuição S/A	c	184	127
Passivo		21.583	19.569
Dividendos		18.623	18.623
Governo do Distrito Federal	d	18.623	18.623
Demais Obrigações		2.960	946
CEB Distribuição S/A	e	2.793	839
CEB Distribuição S/A	f	167	107

	Notas	31/12/2014	31/12/2013
Receitas		77.610	43.081
Receita de Prestação de Serviços		77.610	43.081
Governo do Distrito Federal	g	77.610	43.081
Despesas		1.396	930
Despesas Financeiras			886
Juros de empréstimos			886
CEB Lajeado S.A	h		886
Outras Despesas		1.396	44

	Notas	31/12/2014	31/12/2013
Despesa de Locação de Imóvel		4	44
CEB Distribuição S.A	i	4	44
Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa		1.392	
Governo do Distrito Federal	j	1.392	

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 sobre o resultado das controladas.

c) Representa valores de repasse de faturas de órgãos públicos que foram creditados em conta corrente da CEB D e que serão repassados através de encontro de contas a CEB.

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

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

f) Refere-se a valores a pagar de depósito de faturas de órgãos públicos realizado na conta corrente da Companhia Energética de Brasília – CEB e que é repassado através de encontro de contas a CEB D.

g) Representa a receita pelos serviços de iluminação pública (obras e manutenção da rede) 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 e totalizaram R\$ 77.610 no exercício de 2014 e a margem líquida média dos contratos de manutenção e obras é de 7,74%.

h) Representa o valor de encargos financeiros sobre repasse de empréstimo realizado pela controlada CEB Lajeado S.A a CEB. Os encargos cobrados sobre este empréstimo eram CDI + *spread* de 0,28 a.m, o empréstimo foi quitado em fevereiro de 2013.

i) Trata-se de contrato de aluguel de salas utilizadas pela Companhia Energética de Brasília – CEB, reajustado anualmente pelo IGP-M com vencimento em 17 de fevereiro de 2014. O contrato foi rescindido em janeiro de 2014 e teve sua última parcela paga em fevereiro de 2014 referente à competência de Janeiro.

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

(ii) Operações do Grupo e seus acionistas controladores e coligadas

Transações com Partes Relacionadas (Balanço Patrimonial)	Notas	Consolidado	
		31/12/2014	31/12/2013
Ativo		124.611	121.696
Contas a Receber, Liquida da PCLD		116.255	110.710
Corumbá Concessões S/A	a	200	192
Energética Corumbá III S/A	a	53	34
Governo do Distrito Federal	b	116.002	110.484
Demais Ativos		8.356	10.986

Transações com Partes Relacionadas (Balanço Patrimonial)	Notas	Consolidado	
		31/12/2014	31/12/2013
Dividendos/JSCP	c	7.773	10.227
Corumbá Concessões S/A			1.803
Energética Corumbá III S/A		482	1.203
Investco S/A		7.291	7.221
Outras Operações		583	759
Governo do Distrito Federal	d	583	759
Passivo		478.177	420.624
Fornecedores		53.074	56.599
Corumbá Concessões S/A	e	48.727	53.567
Energética Corumbá III S/A	e	4.347	3.032
Contribuição de Iluminação Pública		213.103	129.031
Governo do Distrito Federal	f	213.103	129.031
Dividendos		18.623	22.994
Governo do Distrito Federal	g	18.623	22.994
Outras Obrigações		212.000	212.000
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – Governo do Distrito Federal	h	212.000	212.000

	Notas	31/12/2014	31/12/2013
Receitas		374.639	350.511
Receita de Comercialização de Energia	i	2.949	3.117
Corumbá Concessões S/A		2.332	2.462
Energética Corumbá III S/A		616	655
Receita de Prestação de Serviços e Fornecimento de Energia Elétrica		371.271	346.876
Governo do Distrito Federal	j	371.271	346.876
Receita de Dividendos	k	419	518
BSB Energética S.A		222	518
Investco S.A		197	
Despesas		222.818	245.693
Energia Comprada para Revenda		176.314	207.134
Corumbá Concessões S/A	l	139.683	171.988
Energética Corumbá III S/A	l	36.631	35.146
Estimativa de Perdas com Créditos de Liquidação Duvidosa		46.504	
Governo do Distrito Federal	m	46.504	
Perdas com Contas a Receber			38.559
Governo do Distrito Federal	n		38.559

a) As empresas Corumbá Concessões S.A e Energética Corumbá S.A são acessantes do sistema de distribuição de energia elétrica da CEB D e pagam pelo uso do sistema através de tarifas regulamentadas pelo órgão regulador.

b) Trata-se do fornecimento de energia elétrica (CEB D) e serviços de iluminação pública (obras e manutenção da rede) (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 e 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. Em 2011 a CEB D firmou contrato de parcelamento de dívidas com a Companhia de Saneamento Ambiental do Distrito Federal – CAESB no montante de R\$ 28.237 para pagamento em 48 parcelas fixas, atualizados pelo INPC até a data da renegociação e acrescidas de encargos de 1% ao mês. Pelo serviço de iluminação pública os valores são acordados entre as partes mediante contrato de prestação de serviços.

c) Representa valores a receber de dividendos declarados e Juros sobre o Capital Próprio sobre o resultado das coligadas.

d) A CEB D possui empregados cedidos a órgãos do Governo do Distrito Federal. Os órgãos beneficiários efetuam mensalmente o ressarcimento do custo efetivo dos salários e dos benefícios dos empregados cedidos da CEB D. A cessão é por tempo indeterminado e não há cobrança de taxas adicionais.

e) 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 07/07/2015. Os valores das tarifas praticadas em 31 de dezembro de 2014 para estes contratos são R\$ 212,85 MWh e R\$ 211,21 MWh respectivamente, e são atualizados pelo IGP_M.

f) 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 devida ao Governo do Distrito federal (GDF). Em 31 de dezembro de 2014 o montante a repassar ao GDF era de R\$ 213.103, atualizado pelo INPC.

g) Trata-se de dividendos a pagar ao acionista controlador.

h) Representa o valor dos adiantamentos para futuro aumento de capital (AFAC) realizado do Governo do Distrito Federal – GDF, para aportes no capital da Companhia Energética de Brasília – CEB.

i) As empresas Corumbá Concessões S/A e Energética Corumbá III são acessantes do sistema de distribuição de energia elétrica da CEB D e pagam pelo uso do sistema através de tarifas regulamentadas pelo órgão regulador.

j) Representa a receita pelos serviços de iluminação pública (obras e manutenção da rede) e do fornecimento de energia elétrica ao Governo do Distrito Federal – GDF. O serviço de fornecimento de energia elétrica apresentou um montante de R\$ 293.661 que é cobrado de acordo com a tarifa homologada pelo órgão regulador – 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. Estes serviços totalizaram o montante de R\$ 77.610 e a margem líquida média dos contratos de manutenção e obras é de 7,74%.

k) Representa a receita de dividendos recebidos pela CEB pelo investimento em participação societária em empresas avaliadas pelo custo.

l) 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 07 de julho de/2015. Os valores das tarifas praticadas em 31 de dezembro de 2014 para estes contratos são R\$ 212,85 MWh e R\$ 211,21 MWh respectivamente, e são atualizados pelo IGPM.

m) 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 no montante de R\$ 46.312 e serviços de manutenção e obras de IP por serviços prestados pela CEB no valor de R\$ 1.392.

n) Trata-se de valores registrados como perdas com contas a receber com o Governo do Distrito Federal – GDF, devido a prescrição dos créditos.

(iii) Operações com a FACEB

A Companhia e suas controladas são patrocinadoras da FACEB - Fundação de Previdência dos Empregados da CEB. Vide detalhes das transações na Nota 22.

(d) 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 para ambos, apenas troca de benefícios.

30 SEGUROS

Em 31 de dezembro de 2014, 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, conforme os critérios de riscos constantes do relatório técnico estão cobertos até 30 de dezembro de 2015, por contrato de seguro para riscos nomeados contra incêndio, raio, explosão e danos elétricos, cujo custo do prêmio foi de R\$ 1.001 e a importância segurada de R\$ 426.197.

Os bens das Usinas Luís Eduardo Magalhães, Queimado, Corumbá III e Corumbá IV também estão devidamente segurados.

31 EVENTOS SUBSEQUENTES

Revisão Tarifária Extraordinária

Em reunião pública realizada em 27 de fevereiro de 2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) aprovou um índice médio de reajuste tarifário extraordinário de 24,14%, da controlada CEB Distribuição S.A, com vigência a partir de 02 de março de 2015. A Revisão Tarifária Extraordinária ("RTE") está prevista nos contratos de concessão das distribuidoras sendo permitido que a Aneel revise suas tarifas quando houver um desequilíbrio econômico-financeiro nos contratos resultante de alterações nos custos não gerenciáveis das concessionárias, tais como custos de compra de energia e encargos. Esse reajuste tem por finalidade cobrir os custos do setor elétrico decorrentes da aquisição da energia comprada para revenda, da elevação da tarifa de Itaipu Binacional e da revisão das quotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

31 CONCILIAÇÃO DO RESULTADO DO PERÍODO E O FLUXO DE CAIXA DAS ATIVIDADES OPERACIONAIS

	Controladora		Consolidado	
	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>	<u>31/12/2014</u>	<u>31/12/2013</u>
Resultado antes do Impostos de Renda e da Contribuição Social	(104.938)	(93.320)	8.440	(44.878)
Ajustes ao Lucro/(Prejuízo) Líquido do Exercício				
Depreciação e Amortização	160	184	52.880	50.105
Resultado de Equivalência Patrimonial	102.934	86.365	14.928	(40.625)
Perda na Alienação de Imobilizado e Intangível			(1.610)	100
Receita de Construção			(121.314)	(161.802)
Custo de Construção - Concessão			121.314	161.802
Dividendos Prescritos			(4.372)	
Atualização Monetária - Ativo Financeiro Indenizável			(12.754)	(34.166)
Encargos da Dívida		886	26.655	26.250
Ajuste a Valor Presente			14	19
Custo da Transação com Empréstimos		2.974		2.974
Prov./Reversões de Riscos Trabalhista, Cível, Tributários e Regulatórios	22	1.226	12.576	19.808
Dividendos Recebidos - Custo	(520)	(557)	(520)	(766)
Outros		1		
	<u>102.596</u>	<u>91.079</u>	<u>87.797</u>	<u>23.699</u>
(Acréscimos)/Decréscimos nos Ativos Operacionais				
Aplicações Financeiras			295	9.510
Contas a Receber	(52.337)	(374)	(85.970)	43.663
Estoques	1.984	(1.744)	15.288	(26.075)
Depósitos e Bloqueios Judiciais	(177)	(9)	(1.257)	(860)
Valores a Receber de Parcela A e Outros Itens Financeiros			(277.575)	
Tributos e Contribuições Compensáveis	(867)	2.467	13.536	(10.327)
Demais Créditos	5.418	(4.531)	(38.641)	(14.824)
	<u>(45.979)</u>	<u>(4.191)</u>	<u>(374.324)</u>	<u>1.087</u>
Acréscimos/(Decréscimos) nos Passivos Operacionais				
Fornecedores	955	3.930	41.674	179.219
Obrigações Tributárias	(279)	(3.045)	66.847	985
Contribuição de Iluminação Pública			91.959	75.845
Encargos Regulatórios			28.834	4.240
Obrigações Sociais e Trabalhistas	69	112	(682)	8.540
Obrigações Societárias		(54)		(1.661)
Benefícios Pós Emprego			(25.270)	(25.145)
Demais Obrigações	118	(170)	10.842	(11.601)
Outras Variações Ativas e Passivas	(473)	(828)	49.750	(30.172)
	<u>390</u>	<u>(55)</u>	<u>263.954</u>	<u>200.250</u>
Caixa Proveniente das Atividades Operacionais				



NOTAS EXPLICATIVAS

139

Recebimento de Dividendos/Juros s/ Capital Próprio	46.772	29.086	16.064	16.778
Pagamento de Imposto Renda e Contribuição Social	(321)	(2.097)	(6.815)	(9.181)
Pagamento de Encargos da Dívida		(1.534)	(24.269)	(27.192)
Pagamento de Riscos Trabalhista, Cível, Tributárias e Regulatórios	(34)	(2.153)	(43)	(2.153)
	<u>46.417</u>	<u>23.302</u>	<u>(15.063)</u>	<u>(21.748)</u>
Caixa Líquido Proveniente das (Usado nas) Atividades Operacionais	<u>(1.514)</u>	<u>16.815</u>	<u>(29.196)</u>	<u>158.410</u>

Brasília, 18 de março de 2015.

FRANCISCO AURÉLIO SAMPAIO SANTIAGO
Diretor-Presidente

PAULO AFONSO TEIXEIRA MACHADO
Diretor Técnico

FERNANDO OLIVEIRA FONSECA
Diretor de Geração e Negócios

ARI JOAQUIM DA SILVA
Diretor Administrativo-Financeiro e de
Relações com Investidores

THIAGO CAVALCANTE SANTOS
Contador
CRC – DF 022977/0

COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA S.A.

Relatório dos auditores independentes

Demonstrações contábeis

Em 31 de dezembro de 2014 e 2013

COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA S.A.

Demonstrações contábeis

Referentes aos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013

Conteúdo

Relatório dos auditores independentes sobre as demonstrações contábeis

Balancos patrimoniais

Demonstrações do resultado

Demonstrações do resultado abrangente

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido

Demonstrações dos fluxos de caixa

Demonstrações do valor adicionado

Notas explicativas da Administração às demonstrações contábeis

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES CONTÁBEIS

Aos Administradores e Acionistas da
COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA S.A.
Brasília - DF

Examinamos as demonstrações contábeis individuais e consolidadas da **COMPANHIA ENERGÉTICA DE BRASÍLIA S.A.** ('Companhia'), respectivamente, que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2014 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da Administração sobre as demonstrações contábeis

A administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis individuais e consolidadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e as Normas Internacionais de Relatório Financeiro ("IFRSs"), emitidas pelo "International Accounting Standards Board - IASB", assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações contábeis livres de distorção relevante, independentemente se causada por fraude ou erro.

Responsabilidade dos auditores independentes

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações contábeis com base em nossa auditoria, conduzida de acordo com as normas brasileiras e internacionais de auditoria. Essas normas requerem o cumprimento de exigências éticas pelos auditores e que a auditoria seja planejada e executada com o objetivo de obter segurança razoável de que as Demonstrações contábeis estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para obtenção de evidência a respeito dos valores e divulgações apresentados nas demonstrações contábeis. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas Demonstrações contábeis, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e adequada apresentação das demonstrações contábeis da Companhia para planejar os procedimentos de auditoria que são apropriados nas circunstâncias, mas não para fins de expressar uma opinião sobre a eficácia desses controles internos da Companhia. Uma auditoria inclui, também, a avaliação da adequação das práticas contábeis utilizadas e a razoabilidade das estimativas contábeis feitas pela Administração, bem como a avaliação da apresentação das demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Acreditamos que a evidência de auditoria obtida é suficiente e apropriada para fundamentar nossa opinião.

Opinião sobre as demonstrações contábeis

Em nossa opinião, as demonstrações contábeis individuais e consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética de Brasília S.A. em 31 de dezembro de 2014, o desempenho de suas operações e os seus fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfases

Chamamos a atenção para o fato de que a controlada direta CEB Distribuição S.A. apresenta um histórico de deficiência de capital de giro e de negativa rentabilidade. Adicionalmente, em razão das características inerentes à sua atividade operacional e por exigência dos órgãos concedente e regulador, existe a necessidade de constantes e relevantes investimentos para manutenção e desenvolvimento das suas atividades. Esses fatos indicam a existência de incerteza significativa que pode levantar dúvida relevante quanto à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Os planos da Administração para manutenção das atividades estão descritos na Nota Explicativa nº 1.2 (ii). Ademais, conforme nota explicativa nº 1.2 (vi), a Companhia é detentora do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 066/1999, celebrado com a União Federal, por intermédio da ANEEL, com prazo de vencimento em 7 de julho de 2015. 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.

A controlada Companhia Brasileira de Gás - CEBGAS, conforme descrito na Nota Explicativa nº 1.a, entrou em operação em 8 de novembro de 2007, por meio do suprimento de gás natural liquefeito, proveniente da cidade de Paulínia, no Estado de São Paulo, para o Distrito Federal, e a sua distribuição a partir de contratos de compra e venda a seus distribuidores no Brasil. Para que essa 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. Enquanto persistir essa situação, a CEBGAS continuará a depender de suporte financeiro a ser obtido com seus acionistas ou com terceiros. Essas condições indicam a existência de incerteza significativa que pode levantar dúvida relevante quanto à capacidade de continuidade operacional dessa controlada. As demonstrações contábeis dessa controlada, utilizadas para apuração da equivalência patrimonial e no processo de consolidação, não incluem quaisquer ajustes que poderiam ser requeridos no caso dessa controlada não conseguir tornar suas atividades similares à de outras empresas distribuidoras de gás canalizado no Brasil. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos também as demonstrações do valor adicionado, individuais e consolidadas, referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, preparadas sob a responsabilidade da administração da Companhia, cuja apresentação é requerida pela legislação societária brasileira para companhias abertas, e como informação suplementar pelas *IFRS* que não requerem a apresentação da DVA. Essas demonstrações foram submetidas aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, estão adequadamente apresentadas, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

As demonstrações contábeis de 31 de dezembro de 2013, utilizadas para fins de comparação foram auditadas por outros auditores independentes, que emitiram relatório em 23 de abril de 2014, contendo ressalva quanto à ausência de conciliação dos fornecedores na Controlada direta CEB Distribuição S.A., devidamente regularizada no exercício e ênfases quanto aos seguintes assuntos: i) créditos junto ao Governo do Distrito Federal, vencidos há longa data, provisionados integralmente no exercício corrente ii) Não repasse da contribuição da iluminação pública ao Governo do Distrito Federal, já devidamente parceladas junto ao Governo do Distrito Federal ; iii) pelo histórico de deficiência no capital de giro da Controlada CEB Distribuição S.A; iv) Risco de continuidade da controlada Companhia Brasiliense de Gás- CEBGÁS; v) pela situação financeira desfavorável da coligada Corumbá Concessões S.A e pela reapresentação dos valores conforme CPC 33.

Brasília, 25 de março de 2015.



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

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

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 2014, e examinou o Balanço Patrimonial Individual e Consolidado da Companhia Energética de Brasília - CEB, levantados em 31 de dezembro de 2014, 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 2013, 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 Marcello Joaquim Pacheco, 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, por maioria, à exceção dos Conselheiros Luis Antonio Esteves Noel e Marcello Joaquim Pacheco, que apresentaram votos apartados, 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, 25 de março de 2015.

DELMAR CARNEIRO DE AGUIAR

HOMERO OLIVEIRA NETO

JOSÉ DA SILVA MOURA FILHO

LUIS ANTONIO ESTEVES NOEL

MARCELLO JOAQUIM PACHECO

531ª REUNIÃO ORDINÁRIA

REALIZADA EM 25.03.2015

INTERESSADO: Companhia Energética de Brasília - CEB

ASSUNTO: Relatório da Administração e Demonstrações Financeiras referentes ao exercício de 2014.

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, acompanhadas dos respectivos documentos complementares, relativos ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014; e tomou conhecimento do parecer 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 Maria Lúcia Barbosa Lins e Rafael Lycurgo Leite, que apresentaram votos apartados, 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

RICARDO BERNARDO DA SILVA

SAVIO DE FARIA CARAM ZUQUIM

REFERÊNCIA:

2.271ª REUNIÃO ORDINÁRIA

RELATOR: Ari Joaquim da Silva, 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 2014.

RESOLUÇÃO: A Diretoria, CONSIDERANDO: a) o inciso V, art. 27 do Estatuto Social da Companhia; b) a Resolução do Conselho Federal de Contabilidade – CFC nº 1.184/2009, de 28.08.2009; c) o inciso VI, art. 25 da Instrução nº 480, editada pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM em 07.12.2009; d) a elaboração do relatório anual e das demonstrações contábeis da Companhia Energética de Brasília – CEB referentes ao exercício findo em 31 de dezembro de 2014, considerados pela Diretoria em ordem e adequados, em seus aspectos relevantes, **RESOLVE** submeter os citados documentos 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.

FRANCISCO AURÉLIO SAMPAIO SANTIAGO*Diretor-Presidente***ARI JOAQUIM DA SILVA***Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações
com Investidores***FERNANDO OLIVEIRA FONSECA***Diretor de Geração e Negócios***PAULO AFONSO TEIXEIRA MACHADO***Diretor Técnico*