

**Companhia Energética de Brasília - CEB**  
CNPJ: 00.070.698/0001-11  
Setor de Indústria e Abastecimento - SIA - Setor de Áreas Públicas, Lote C  
CEP: 71.215-902 - Brasília - DF  
Telefones: 3465 9604 e 3465 9602 - Site: www.ceb.com.br



## RELATÓRIO DE ADMINISTRAÇÃO 2013

### MENSAGEM DA ADMINISTRAÇÃO

Senhores Acionistas,  
Em cumprimento às disposições legais, a Administração da Companhia Energética de Brasília – CEB apresenta o Relatório Anual da Administração, juntamente com as Demonstrações Contábeis, as Notas Explicativas, a decisão do Conselho de Administração e os Pareceres do Conselho Fiscal e dos Auditores Independentes, relativos ao exercício social de 2013.

Em 2013 a CEB manteve o firme propósito de recuperar tecnicamente sua subsidiária CEB Distribuição S.A. ("CEB D"), detentora do Contrato de Concessão nº 066/1999, que tem por objeto a distribuição de energia elétrica no Distrito Federal, uma das principais empresas distribuidoras de energia elétrica do país.

A CEB consolida, no exercício de 2013, os investimentos estruturantes que são a base para o atendimento das metas de qualidade indicadas pelo agente regulador.

Em 2013 a CEB D realizou investimentos na área central de Brasília, apoiou os investimentos para a realização do evento Copa do Mundo de 2014 e realizou estudos para o aperfeiçoamento da governança e gestão empresarial da CEB D, controladas por meio de empresa de consultoria especializada que deverá se concretizar em 2014.

Os investimentos em tecnologia administrativa e de informação serão os desafios prioritários em 2014, bem como a implantação de sistema de gestão corporativa na CEB D, como forma da empresa garantir a sustentabilidade econômica e financeira do grupo alinhada a pauta de desenvolvimento da cidade e o crescimento econômico do Distrito Federal em 2014.

A Administração

### CENÁRIO MACROECONÔMICO

#### Atividade Econômica

O ano de 2013 foi marcado pelo cenário de baixo crescimento econômico e da produção industrial, tanto no mercado interno quanto externo. Nas economias maduras, notadamente na Zona do Euro, altas taxas de desemprego por um longo período, aliadas à implementação de ajustes fiscais e às incertezas de ordem política, traduziram-se também em quedas nos investimentos internacionais. No entanto, os indicadores mais recentes da economia mundial sugerem uma moderada recuperação do nível de atividade e apontam para um cenário mais otimista em 2014. Em relação à política monetária, persistiu, de modo geral, uma postura expansionista, e a inflação continua em níveis moderados nos EUA, na Zona do Euro e Japão.

No Brasil, o ritmo da atividade econômica ficou muito aquém das expectativas do início de 2013, reflexo do baixo crescimento da produção industrial, que em 2013 foi de 1,2%, conforme dados do Instituto Brasileiro de Geografia e Estatística (IBGE), preocupação com taxas de inflação elevadas, política monetária de ajuste com vistas a frear a tendência de alta da inflação, elevação da dívida pública, deterioração na balança comercial e desaceleração do crédito à pessoa física, dentre outros motivos.

Os custos da indústria brasileira cresceram 4,1% em 2013, segundo dados divulgados pela Confederação Nacional da Indústria (CNI). Somente no quarto trimestre, o avanço foi de 1,9% sobre o terceiro trimestre. Apesar do aumento, o ritmo de crescimento é o menor desde 2011.

De acordo com os técnicos da CNI, o resultado foi pressionado pelo ritmo mais fraco de crescimento do custo de produção, que caiu de 8,4% para 6%, em razão da redução dos custos com energia e do menor crescimento dos demais custos, sobretudo, com pessoal e com produtos intermediários importados.

O ano passado também teve uma queda nos custos tributários, que recuaram 0,6% em 2013 frente a uma alta de 5,4% em 2012. Somente no quarto trimestre, houve uma alta de 1,6%. Mas o avanço foi menor do que o verificado no terceiro trimestre, de 2,8%.

Por fim, o custo com capital de giro avançou 0,4% em 2013, frente a uma queda de 21,9% em 2012. Apenas no quarto trimestre, o avanço foi de 4,2%, diante de 13% entre julho e setembro. A desaceleração no quarto trimestre frente ao terceiro foi garantida pela redução nos custos de bens intermediários, já que tanto os gastos com energia quanto os com pessoal terminaram 2013 em aceleração.

Os custos com bens intermediários passaram de 4,7% no terceiro trimestre para 2,1% no quarto. No ano, o indicador avançou 6,4% perante 7,9% em 2012. Já os gastos com pessoal avançaram 1,5% nos últimos três meses do ano, frente a 1,4% no período entre julho e setembro. Em 2012, houve aumento de 7,5%, menor que o incremento de 11% registrado em 2012.

Os custos com energia, por sua vez, aumentaram no último trimestre de 2013, com avanço de 1,2% frente a uma estabilidade no terceiro trimestre de 2013. No ano, houve queda de 9,1% nos custos com energia frente a uma alta de 4,5% em 2012.

Em 2013, a moeda brasileira apresentou desvalorização de 14,64% frente ao dólar norte-americano, cotada a R\$ 2.3426/US\$, contra uma desvalorização de 8,94% em 2012, quando era cotada a R\$ 2.0435/US\$. Esse movimento foi resultado da perspectiva de aumento da taxa de juros americana pelo Federal Reserve (FED – Banco Central norte-americano) para reduzir os estímulos à economia, o que resultou em uma antecipação dos mercados a essa possibilidade de elevação da remuneração dos títulos do tesouro americano com a consequente migração da liquidez para os ativos e títulos norte-americanos.

As exportações brasileiras somaram US\$ 242,2 bilhões em 2013, o que representa uma retração de 0,2% sobre o mesmo período do ano anterior, quando registraram US\$ 242,6 bilhões. As importações, por sua vez, totalizaram US\$ 239,6 bilhões, com crescimento de 7,4% em relação a 2012 (US\$ 223,2 bilhões). Dessa forma, o superávit comercial acumulado nesse período totalizou US\$ 2,6 bilhões, com redução de 86,8% frente a um superávit de US\$ 19,4 bilhões em 2012.

O Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M) registrou inflação de 5,51% em 2013, com redução de 2,3 pontos percentuais comparados a 2012, quando apresentou uma inflação de 7,81%. A desaceleração deve-se à menor variação do IPA (Índice de Preço ao Produtor Amplo) no mesmo período, impactado pela retração no preço dos produtos agropecuários.

O Índice de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) fechou o ano de 2013 em 5,91%, ligeiramente acima (0,07 ponto percentual) em relação ao índice do ano anterior (5,84%).

Com relação à política monetária, dadas as pressões inflacionárias vigentes, principalmente a partir do último trimestre de 2012, o Comitê de Política Monetária (Copom) elevou o taxa de 2013 a taxa Selic de 7,25% ao ano para 10,00% ao ano, taxa divulgada em 27 de novembro, e que foi novamente elevada em 15 de janeiro de 2014 para os atuais 10,50% ao ano • A Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), por sua vez, foi reduzida paulatinamente desde junho de 2012 para os atuais 5,00% ao ano praticados desde janeiro de 2013, o mais baixo patamar desde sua criação em 1994, e será mantida neste nível ao longo do primeiro trimestre de 2014.

A inflação medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA) acumulado em doze meses apresentou trajetórias distintas ao longo de 2013, com aceleração até o mês de junho, quando atingiu 6,70%, e posterior desaceleração, fechando o ano em 5,91%. Os preços administrados assinalaram desaceleração ao longo de 2013, reoperando, em especial, a redução nas tarifas de energia elétrica e a reversão dos reajustes nas tarifas de ônibus urbanos. Os preços livres, que registraram aceleração no acumulado do ano de 2013, foram influenciados por pressões inflacionárias advindas do segmento dos comercializados.

O Índice Geral de Preços ao Mercado (IGP-M) registrou inflação de 5,51% em 2013, com redução de 2,3 pontos percentuais comparados a 2012, quando apresentou uma inflação de 7,81%. A desaceleração deve-se à menor variação do IPA (Índice de Preço ao Produtor Amplo) no mesmo período, impactado pela retração no preço dos produtos agropecuários.

Após registrar aceleração no primeiro semestre, o IPCA acumulado em doze meses desacelerou a partir de julho, como consequência do arrefecimento de pressões inflacionárias do grupo alimentação, especialmente dos produtos in natura, e da desaceleração expressiva dos preços administrados. Dessa forma, no ano, a variação do IPCA atingiu 5,91%, mantendo-se dentro do intervalo fixado pelo Conselho Monetário Nacional (CMN) – de 2,5% a 6,5% –, o que configura o décimo ano consecutivo de cumprimento da meta pelo BCB.

Com relação à política monetária, dadas as pressões inflacionárias vigentes, principalmente a partir do último trimestre de 2012, o Comitê de Política Monetária (Copom) elevou o taxa de 2013 a taxa Selic de 7,25% ao ano para 10,00% ao ano, taxa divulgada em 27 de novembro, e que foi novamente elevada em 15 de janeiro de 2014 para os atuais 10,50% ao ano • A Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), por sua vez, foi reduzida paulatinamente desde junho de 2012 para os atuais 5,00% ao ano praticado desde janeiro de 2013, o mais baixo patamar desde sua criação em 1994, e será mantida neste nível ao longo do primeiro trimestre de 2014.

#### Mercado de Juros

O Comitê de Política Monetária (Copom) reúne-se oito vezes por ano. Na reunião de abril, o Copom identificou a necessidade de se iniciar novo ciclo de ações de política monetária destinadas a neutralizar riscos que se apresentavam no cenário prospectivo para a inflação, que resultaram em sucessivas elevações na taxa de juros básica. O objetivo dessas medidas, consonante a missão outorgada ao BCB, é atingir as metas de inflação fixadas pelo CMN. Desde modo, na última reunião do ano, optou-se por elevar a taxa em 50 pontos básicos, para 10% ao ano, decisão que culminou com a elevação da taxa de juros em 275 pontos básicos (i.e., 2,75 pontos percentuais) no ano. O Comitê enfatiza que taxas de inflação elevadas subtraem o poder de compra de salários e de transferências, com repercussões negativas sobre a confiança e o consumo das famílias. Por conseguinte, taxas de inflação elevadas reduzem o potencial de crescimento da economia, bem como o de geração de empregos e de renda.

#### Reflexos do Contexto Econômico na CEB

De acordo com estudo da Empresa de Pesquisa Energética (Nota Técnica DEA 28/13 - dezembro de 2013), existem algumas incertezas que podem comprometer o desempenho da economia brasileira no próximo ano, como o comportamento dos preços internos.

A adoção de uma política monetária mais restritiva, elevando a taxa de juros básica da economia (SELIC) vem contribuindo para uma redução da inflação, entretanto, segundo o estudo, é incerto o comportamento dessa variável, sobretudo no caso de uma instabilidade cambial como consequência da mudança de política monetária norte-americana, uma vez que, de acordo com relatório do Fundo Monetário Internacional (FMI), a recuperação da economia está ganhando força nos países desenvolvidos, ainda que de forma desigual. Ainda de acordo com o FMI, para as economias emergentes, dentre elas o Brasil, espera-se um crescimento mais modesto para o ano de 2014, em função de um consumo interno mais fraco, reflexo da redução do crédito, dos gargalos estruturais e da incerteza política, que afeta os investimentos. No entanto, sob uma perspectiva mais otimista, o estudo da EPE, citado acima, destaca que em 2013 intensificaram-se os leilões de concessões em infraestrutura, representando maiores investimentos no setor. Além disso, os investimentos no setor de exploração e produção de petróleo que serão efetuados para a extração de óleo da camada do pré-sal e no setor habitacional também contribuirão para ampliar a taxa de investimento brasileira.

Considerando esses aspectos, espera-se que a economia brasileira cresça nos próximos dez anos a uma taxa média de 4,3% ao ano, enquanto o mundo crescerá, no mesmo período, 3,8% ao ano. Considerando-se a indústria, espera-se um crescimento da demanda doméstica de aço, de 5,9% ao ano, em razão das condições macroeconômicas favoráveis, associadas à expansão acelerada da construção civil e ao incremento da demanda por bens de capital. Eventos como a Copa do Mundo de 2014 e as Olimpíadas de 2016 também terão um efeito multiplicador sobre o consumo de aço.

Com relação ao comércio, a expectativa da Confederação Nacional dos Dirigentes Lojistas (CNDL) é que, o crescimento do setor seja da ordem de 4%, devido a Copa do Mundo e às eleições, como resultado da alta nas vendas de televisões e ao maior controle na inflação de alimentos.

Ressalta-se que o setor de comércio nacional cresceu 4,12% em 2013. No Distrito Federal, onde o setor de comércio e serviços tem forte participação na economia, este aumento foi de 6,34%, de acordo com o Instituto Feecomercio. O resultado do mês de dezembro foi 8,6% acima do alcançado no mesmo período de 2012.

No que diz respeito ao consumo de energia elétrica, no Brasil o crescimento fechou em 3,5% entre 2012 e 2013, de acordo com a EPE (Resenha de Mercado – Janeiro/2014) enquanto que o crescimento do mercado da CEB Distribuição S.A. alcançou 5,26%, conforme demonstram as tabelas abaixo.

#### PERFIL DA EMPRESA

##### Companhia Energética de Brasília – CEB

A Companhia Energética de Brasília - CEB teve origem na Companhia de Eletricidade de Brasília – CEB, que, por sua vez, é proveniente do Departamento de Força e Luz da NOVACAP e autorizada mediante a Lei nº 5.545, de 10 de dezembro 1964, criada em 16 de dezembro de 1968.

A partir de 1992, com investimentos em novos negócios, a CEB passou a denominação Companhia Energética de Brasília, dada pela Lei nº 383, de 16 de dezembro de 1992.

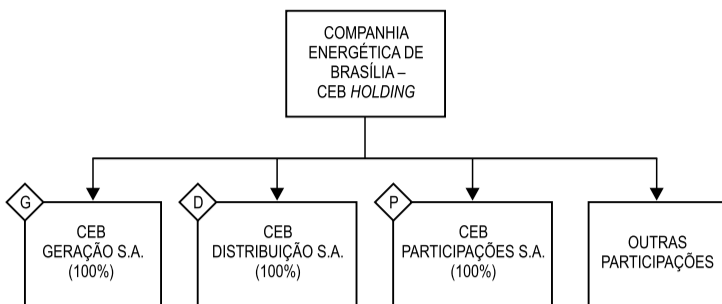
Em 1993 obteve concessão para exploração de gás canalizado no Distrito Federal. Em 1994 iniciou processo de participação em consórcios de geração de energia elétrica de aproveitamentos hidrelétricos.

Em atendimento ao disposto na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, e à Resolução Autorizativa nº 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.

A Companhia Energética de Brasília – CEB é 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: 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 participações acionárias ou cotas de outras empresas energéticas; CEB Lajeado S.A., que comercializa energia elétrica; e Companhia Brasileira de Gás – CEBGÁS, exploradora, com exclusividade, do serviço de distribuição e comercialização de gás combustível canalizado. As empresas coligadas são: Corumbá Concessões S.A. e Energética Corumbá III S.A., ambas geradoras de energia elétrica na condição de produtoras independentes. Finalmente, ligada à CEB, a BSB Energética S.A. foi constituída com o fim de construir Pequenas Centrais Hidrelétricas – PCH's e está autorizada a participar de outros empreendimentos ou sociedades.

MISSÃO	VISÃO
Oferenciar energia de qualidade e contribuir para o bem estar e desenvolvimento da sociedade, respeitando consumidores e clientes e a população do Distrito Federal.	A Visão Ampliada do Negócio CEB extra-pola a abordagem restrita de geração, transmissão, distribuição e comercialização de energia. Contempla, de forma abrangente, a razão de ser da Empresa, à luz de sua responsabilidade social e de seu papel de liderança na indução do processo de desenvolvimento regional, sem perder de vista o foco de privilegiar o usuário e seu direito a um atendimento isonômico, caracterizado pela melhor qualidade.

### ORGANIZAÇÃO SOCIETÁRIA



### Companhia Energética de Brasília – Consolidado (Em Números) - 2013/2012

Econômico – Financeiro Consolidado - (R\$ Mil)	2013	2012
Receita Operacional Bruta	2.211.541	2.430.165
Receita Operacional Líquida	1.608.673	1.629.532
Resultado Operacional Líquido	(44.878)	121.382
EBITDA	8.657	99.513
LUCRO LÍQUIDO/PREJUÍZO CONSOLIDADO	(75.163)	74.465
Atribuído ao acionista controlador	(95.621)	55.285
Lucro Atribuído ao acionista não controlador	20.458	19.180
PATRIMÔNIO LÍQUIDO	542.764	656.137

Fonte: Demonstrações Contábeis da Companhia Energética de Brasília – CEB

A Companhia Energética de Brasília – CEB registrou prejuízo consolidado de R\$ 75.163 milhões no exercício de 2013 que representa uma perda de 62,15% sobre 2012. Prejuízo este, fortemente impactado pelo aumento considerável do Custo da Energia Comprada para Revenda devido ao baixo índice de água nos reservatórios e a consequente utilização de energia produzida pelas Térmicas.

Do prejuízo total consolidado, R\$95.621 foram atribuídos ao acionista controlador, contra um lucro de R\$ 20.458 milhões atribuídos aos acionistas não controladores.

O EBITDA (lucro antes de juros, impostos, depreciação e amortização) reduziu em 91,30% em 2013, para R\$ 8.657 milhões, contra R\$ 99.513 milhões em 2012. A margem EBITDA em 2013 foi de 0,54 pontos percentuais (6,11% em 2012). Os principais ofensores da EBITDA no exercício foram: o Custo da Energia Comprada para Revenda e o registro das perdas com contas a receber do Governo do Distrito Federal por prescrição de crédito, ambos no contexto da Controlada CEB Distribuição.

### 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 Of. nº 041/2007 – SEQ, 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 2012, o Capital Social da CEB, no valor de R\$ 342.056.165,62 (trezentos e quatro e dois milhes, 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	%
Governo do Distrito Federal - GDF	4.088.677	89,34	2.265.601	49,18
Outros Acionistas	487.755	10,66	2.341.425	50,82
<b>Total</b>	<b>4.576.432</b>	<b>100,00</b>	<b>4.607.026</b>	<b>100,00</b>

Fonte: Composição Acionária em 31 de dezembro de 2013.

#### 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 e 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 CEB.

#### 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 eletivos e respectivos suplentes, residentes no País, acionistas ou não, eleitos por Assembleia Geral Ordinária – AGO para mandato de um ano (compreendido entre as AGOs), podendo ser reeleitos, observando-se os requisitos e impedimentos fixados pela legislação vigente.

### NEGÓCIOS DA EMPRESA

#### DISTRIBUIÇÃO

##### CEB Distribuição S.A.

A CEB Distribuição S.A. – CEB D, subsidiária integral da Companhia Energética de Brasília – CEB, tem como atividade a distribuição e comercialização de energia elétrica no Distrito Federal. É uma sociedade de economia mista, regida pela Lei das Sociedades Anônimas, e segue as orientações do Ministério das Minas e Energia – MME, por meio da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL.

A área de concessão abrange todo o Distrito Federal, dividido em 30 Regiões Administrativas, com uma extensão de 5.779,9 km². Suas instalações totalizam 34 subestações de tensões variando entre 15 e 138 kV, atendendo a 1.973.324 clientes com 1.147 colaboradores em dezembro de 2013.

##### CEB Distribuição S.A. (Em Números) - 2013/2012

Econômico – Financeiro - (R\$ Mil)	2013	2012
Receita Operacional Bruta	2.128.248	2.335.018
Receita Operacional Líquida	1.545.727	1.555.333
Resultado Operacional Líquido	(133.600)	71.627
EBITDA	(84.185)	43.286
Lucro Líquido (Prejuízo)	(145.269)	37.016
Patrimônio Líquido	220.937	359.082

Fonte: Demonstrações Contábeis da CEB Distribuição S.A.

Em 2013, foram registrados vários projetos referentes às melhorias da rede de distribuição aérea:

- Foram instalados 58.464 metros de rede monofásica e 113.524 metros de rede trifásica, totalizando 171.988 metros de rede aérea;
- Foram instalados 48 traços monofásicos e 255 traços trifásicos, totalizando 303 traços instalados;
- A potência trifásica disponível foi acrescida em 32.619 kVA;
- A potência monofásica disponível foi acrescida em 578 kVA;
- Foram instalados 1.501 postes.

Relativamente aos projetos da rede de distribuição subterrânea, as principais realizações em 2013 foram:

- Foram instalados 61.551 metros de circuitos subterrâneos.
- Foram instalados 23.849 metros de dutos subterrâneos.
- 305 caixas subterrâneas.

As principais realizações de projetos de subtransmissão em 2013:

- Conclusão da ampliação da subestação de Águas Claras;
- Ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Águas Claras e Taguatinga;
- Implantação da Subestação Cidade Digital;
- Redução na frequência e duração de falta de energia, melhoria da qualidade da energia elétrica e ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Toró, Lago Oeste, Taquari, Colorado e Sobradinho.
- Implantação da SE Estádio Nacional;
- Redução na frequência e duração de falta de energia, melhoria da qualidade da energia elétrica e ampliação da carga disponível para a região central de Brasília;
- Regiões Beneficiadas: Plano Piloto e Sudoeste;
- Adequação de Bay de Linha de 34,5 kV em SE 10 (Lago Sul);
- Obra iniciada em 2012 e finalizada em 2013;
- Objetivo: Ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Lago Sul e Jardim Botânico;
- Implantação da Subestação Setor Hípcio;
- Redução na frequência e duração de falta de energia, melhoria da qualidade da energia elétrica e ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: SIA, SMAS, SPS, SHS e Lago Sul, Aeroporto Internacional JK;
- Implantação da Subestação Samambaia Oeste;
- Redução na frequência e duração de falta de energia, melhoria da qualidade da energia elétrica e ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Samambaia, Ceilândia e Recanto das Emas;
- Implantação da SE Noroeste;
- Investimento iniciado em 2013 e com previsão de término em 2014;
- Redução na frequência e duração de falta de energia e ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Setor Noroeste;
- Ampliação da SE 09 (Paranoá);
- Investimento previsto para implantação em 2014;
- Ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Paranoá, Itapoá e Lago Norte;
- Implantação da SE Taguatinga Norte;
- Investimento iniciado em 2013 e com previsão de entrada em operação para 2014;
- Redução na frequência e duração de falta de energia, melhoria da qualidade da energia elétrica e ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Taguatinga, Ceilândia e Vicente Pires;
- Rede em 138 kV subterrânea - Interligação das SE's Brasília Centro / Autarquias Norte / Estádio Nacional / Sudoeste;
- Investimento com previsão de conclusão em 2014;
- Redução na frequência e duração de falta de energia, melhoria da qualidade da energia elétrica e ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Plano Piloto e Sudoeste;
- Rede em 138 kV subterrânea - "SE" Núcleo Bandeirante / "SE" Híptica / "SE" Embaixada Sul;
- Objetivo: Redução na frequência e duração de falta de energia, melhoria da qualidade da energia elétrica e ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Todo o Distrito Federal;
- Implantação LD 138 kV trecho aéreo Riacho Fundo / Sudoeste;
- Objetivo: Redução na frequência e duração de falta de energia, melhoria da qualidade da energia elétrica e ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Todo o Distrito Federal;
- Rede aérea em 138 kV de interligação entre as SE's Samambaia (Furnas) x Samambaia Oeste;
- Redução na frequência e duração de falta de energia, melhoria da qualidade da energia elétrica e ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Samambaia, Ceilândia e Recanto das Emas;

- Investimento iniciado em 2013 e com previsão de entrada em operação para 2014;
- Redução na frequência e duração de falta de energia, melhoria da qualidade da energia elétrica e ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Samambaia, Ceilândia e Vicente Pires;
- Rede em 138 kV subterrânea - Interligação das SE's Brasília Centro / Autarquias Norte / Estádio Nacional / Sudoeste;
- Investimento com previsão de conclusão em 2014;
- Redução na frequência e duração de falta de energia, melhoria da qualidade da energia elétrica e ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Plano Piloto e Sudoeste;
- Rede em 138 kV subterrânea - "SE" Núcleo Bandeirante / "SE" Híptica / "SE" Embaixada Sul;
- Objetivo: Redução na frequência e duração de falta de energia, melhoria da qualidade da energia elétrica e ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Todo o Distrito Federal;
- Implantação LD 138 kV trecho aéreo Riacho Fundo / Sudoeste;
- Objetivo: Redução na frequência e duração de falta de energia, melhoria da qualidade da energia elétrica e ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Todo o Distrito Federal;
- Rede aérea em 138 kV de interligação entre as SE's Samambaia (Furnas) x Samambaia Oeste;
- Redução na frequência e duração de falta de energia, melhoria da qualidade da energia elétrica e ampliação da carga disponível para a região;
- Regiões Beneficiadas: Samambaia, Ceilândia e Recanto das Emas;

No período, a propósito de manutenção no sistema de distribuição da CEB Distribuição, foram iniciadas restaurações em 34 subestações e 50 estações transformadoras em todo o Distrito Federal. O planejamento contemplou, ainda, a substituição de transformadores, em especial nas regiões leste e oeste, e a reforma de torres metálicas.

Houve, ainda, a ampliação de turmas para a realização de podas de árvores, especialmente em áreas muito arborizadas, como os Lagos Norte e Sul. O planejamento de manutenção prevê, ainda, a ampliação do número de turmas, especialmente nas áreas leste e oeste de Brasília, locais onde há maior incidência de interferências na rede de distribuição. Previu-se, também, o aumento de turmas que trabalham na modalidade de atendimento em linha viva, quando não há desligamento no fornecimento de energia elétrica.

#### Mercado

A CEB Distribuição S.A. forneceu 5.964 GWh de energia elétrica a seus clientes em 2013. O consumo de energia elétrica em 2013 superou o de 2012 em 5,3%. Ressalte-se que esta variação foi superior ao crescimento nacional, que, de acordo com a Empresa de Pesquisa Energética, foi de 3,5%. A expectativa de variação de consumo no DF, de acordo com a Previsão de Mercado – ciclo 2013, era da ordem de 5,8%, portanto, o crescimento realizado ficou bem próximo ao esperado. O consumo das classes serviço público e poder público aumentou 7,40% e 7,20%, respectivamente, em relação à 2012. Estas foram as variações mais significativas do período. No entanto, a classe residencial continua sendo a de maior participação no consumo, com 36,76% do total.

O número de consumidores cresceu 4,0%, totalizando 947.324 ao final de 2013. Cabe ressaltar que em 2013 houve migração de um cliente cativo para livre. Essa mudança ocorreu na classe comercial. Entretanto, o consumo resultante dessa migração não afetou o consumo total e o aumento percentual esperado conforme citado.

#### Nº de consumidores e consumo – 2013/2012

Classes	Nº de Consumidores		Consumo – GWh	
	2013	2012	2013	2012
Residencial	824.525	791.300	2.192	2.074
Industrial	1.727	1.725	246	240
Comercial	104.954	102.508	1.986	1.904
Rural	9.974	9.793	147	139
Poder Público	5.792	5.226	639	596
Iluminação Pública	19	19	402	386
Serviço Público	286	293	349	325
Próprio	47	47	2	2
<b>TOTAL</b>	<b>947.324</b>	<b>910</b>		

## 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 participação acionária na empresa Corumbá Concessões S.A. de 2,12% do total das ações, que tem como empreendimento a UHE Corumbá IV.

### CEB Participações S.A. (Em Números) - 2013/2012

<b>Econômico – Financeiro - (R\$ Mil)</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Receita Operacional Bruta	14.089	14.410
Receita Operacional Líquida	13.360	13.806
Resultado Operacional Líquido	5.224	5.649
EBITDA	5.924	4.338
Lucro Líquido (Prejuízo)	6.234	4.542
Patrimônio Líquido	50.885	48.356

Fonte: Demonstrações Contábeis da CEB Participações S.A.

### Companhia Brasileira 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 combustível canalizado, de produção própria ou de terceiros, podendo inclusive importar, para fins comerciais, industriais, residenciais, automotivos, geração térmica ou quaisquer outras finalidades e usos possibilitados pelas avançadas tecnologias, em toda a área do Distrito Federal. A concessão encerra-se em 10 de janeiro de 2030, podendo ser prorrogada por até 30 anos.

### Companhia Brasileira de Gás S.A. (Em Números) - 2013/2012

<b>Econômico – Financeiro - (R\$ Mil)</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Receita Operacional Bruta	5.575	6.358
Receita Operacional Líquida	4.390	5.008
Resultado Operacional Líquido	(541)	(437)
EBITDA	(292)	(195)
Lucro Líquido (Prejuízo)	(541)	(437)
Patrimônio Líquido	1.905	1.996

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

### EMPRESAS COLIGADAS

#### 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 Companhia 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, Abadânia e Silvânia, todos no Estado de Goiás.

### Corumbá Concessões S.A. (Em Números) - 2013/2012

<b>Econômico – Financeiro - (R\$ Mil)</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Receita Operacional Bruta	166.317	147.996
Receita Operacional Líquida	159.321	140.897
Resultado Operacional Líquido	63.437	20.252
EBITDA	124.737	90.996
Lucro Líquido (Prejuízo)	41.975	5.194
Patrimônio Líquido	262.364	224.376

Fonte: Demonstrações Contábeis da Corumbá Concessões S.A.

### Energética Corumbá III S.A.

A Energética Corumbá III S.A. é uma sociedade por ações, constituída em 25 de julho de 2001. A empresa é concessionária de serviços públicos de energia elétrica, na condição de produtora independente, com prazo de concessão a encerrar-se em 2036, para a exploração do Aproveitamento Hidrelétrico Corumbá III. A Companhia está autorizada a explorar, o Aproveitamento Hidrelétrico Corumbá III, com potência instalada de 93,6 MW, localizado no Rio Corumbá, município de Luziânia, Estado de Goiás.

A Empresa detém 40% do Consórcio Empreendedor UHE Corumbá III, tendo como consorciada a empresa Neoenergia S.A., com parcela restante de 60%.

### Energética Corumbá III S.A. (Em Números) - 2013/2012

<b>Econômico – Financeiro - (R\$ Mil)</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Receita Operacional Bruta	35.357	33.677
Receita Operacional Líquida	33.726	32.127
Resultado Operacional Líquido	13.501	14.042
EBITDA	23.704	24.795
Lucro Líquido (Prejuízo)	12.326	12.913
Patrimônio Líquido	147.608	139.909

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

### 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 possuam 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. Em razão do cenário tarifário adivos à alternativa PCH, houve a decisão empresarial dos acionistas de não dar continuidade à prospecção de novos aproveitamentos hidrelétricos, restando investimentos finais de pequena expressão com vistas à finalização de projetos em andamento.

### BSB Energética S.A. (Em Números) - 2013/2012

<b>Econômico – Financeiro - (R\$ Mil)</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>
Resultado Operacional Líquido	7.662	1.415
Lucro Líquido (Prejuízo)	7.662	1.415
Patrimônio Líquido	28.093	21.718

Fonte: Demonstrações Contábeis da BSB Energética S.A.

### DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

O relatório de desempenho apresenta os números consolidados da Companhia Energética de Brasília S.A – CEB e suas controladas referentes ao exercício encerrado 31/12/2013 e comparado com o exercício encerrado em 31/12/2012.

### DESEMPENHO OPERACIONAL

#### Quantidade de Consumidores por Classe

Classe de Consumidores	Consumidores		
	2013	2012	Δ Ano (%)
Residencial	824.525	791.300	4,20
Comercial	104.954	102.508	2,40
Rural	9.974	9.793	1,60
Poder Público	5.792	5.226	10,80
Industrial	1.727	1.725	0,10
Serviço Público	286	293	-2,40
Iluminação Pública	19	19	
(=) Fornecimento faturado	947.277	910.864	4,00
Consumo Próprio	46	47	-2,10
(=) Fornecimento de Energia Elétrica	947.323	910.911	4,00

Fonte: Demonstrações Contábeis da BSB Energética S.A.

### DESEMPENHO OPERACIONAL

#### Quantidade de Consumidores por Classe

Classe de Consumidores	MWh		
	2013	2012	Δ Ano (%)
Residencial	2.192.306	2.074.439	5,70
Comercial	1.986.201	1.903.666	4,30
Poder Público	639.486	596.475	7,20
Iluminação Pública	402.224	385.590	4,30
Serviço Público	349.086	324.974	7,40
Industrial	245.914	240.060	2,40
Rural	146.852	138.717	5,90
(=) Fornecimento faturado	5.962.069	5.663.921	5,30
Consumo Próprio	1.889	1.841	2,60
(=) Fornecimento de Energia Elétrica	5.963.958	5.665.762	5,30

Em 2013, a base de consumidores apresentou um aumento de 4,0% em comparação ao mesmo período do ano anterior, atingindo um total de 947.277 mil consumidores (desconsiderando o Consumo Próprio). Do total de Consumidores no final de 2013, 87% pertencia à classe Residencial e 11% à classe Comercial. Os demais consumidores representavam 2%.

A quantidade de energia vendida no ano de 2013 atingiu 5.962.069 MWh (desconsiderando o Consumo Próprio) e apresentou um crescimento de 5,3% quando comparado a 2012.

### RESULTADOS CONSOLIDADOS

#### Reculta Operacional Bruta

A receita operacional bruta consolidada em 2013 totalizou R\$ 2.211,5 milhões, R\$ 218,6 milhões (-9,0%) inferiores a receita obtida em 2012. Desconsiderando a receita de construção da infraestrutura da concessão (que não afeta o resultado devido ao custo correspondente no mesmo valor), a receita operacional bruta seria de R\$ 2.024,5 milhões, uma redução de R\$ 246,7 milhões (-10,7%) quando comparado ao exercício de 2012.

<b>Receita Bruta - R\$ Mil</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>Δ Ano (%)</b>
Fornecimento de Energia Elétrica	1.808.158	2.031.455	-11,00
Receita de Construção	186.967	161.802	15,60
Receita de Prestação de Serviços	47.154	54.637	-13,70
Energia de Curto Prazo	89.316	85.396	4,60
Suprimento de Energia	30.297	29.259	3,50
Disponibilidade do Sistema de Distribuição	17.602	35.624	-50,60
Receita de Venda de Gás	6.575	6.358	12,30
Outras Receitas	26.472	25.634	3,30
Receita Operacional Bruta	2.211.541	2.430.165	-9,00
Deduções da Receita Operacional Bruta	(602.868)	(800.633)	-24,70
Receita Operacional Líquida	1.608.673	1.629.532	-1,30

### Fornecimento de Energia Elétrica

Em 2013, a receita bruta de fornecimento de energia elétrica foi de R\$ 1.808 milhão, R\$ 223,2 milhões (-11,0%), menor que a obtida em 2012. A queda apresentada no ano de 2013 está diretamente ligada às medidas de redução do preço da energia adotada pelo governo federal. Para a CED Distribuição S.A o percentual de redução foi de 17,38%, que foi a média da redução da receita regulatória, considerada para o cálculo da revisão tarifária extraordinária – RTE que ocorreu em 24/01/2013. O físico faturado em MWh em 2013 aumentou 5,3% em relação ao faturado em 2012.

### Reculta de prestação de serviços

No acumulado do ano a receita de prestação de serviços alcançou o montante de R\$ 47,1 milhões uma redução de R\$ 7,4 milhões (-13,7%), quando comparada com o mesmo período do ano anterior. A redução ocorreu pelo menor volume de obras realizadas no período.

### Suprimento de energia

A receita de suprimento de energia em 2013 foi de R\$ 30,2 milhões (R\$ 29,2 milhões em 2012), superior em cerca de 1,0 milhão (3,5%) quando comparada a receita de 2012 e justificada pela elevação dos preços praticados no período.

### Energia de curto prazo

A receita de energia de curto prazo em 2013 atingiu R\$ 89,3 milhões. (R\$ 85,3 milhões em 2012) superior em R\$ 3,4 milhões (4,6%) quando comparando a receita obtida em 2012. A Energia de Curto Prazo ao final de 2013 foi negociada ao preço médio do PLD de R\$ 290,72/MWh.

### Custos e despesas operacionais (Exceto Depreciação e Amortização)

Os custos e despesas operacionais consolidados, que desconsideram as depreciações e amortizações do período no montante de R\$ 50,1 milhões, totalizaram em 2013 R\$ 1.624,6 milhões, um aumento de R\$ 74,3 milhões (4,8%) em relação ao montante apresentado em 2012.

<b>R\$ Mil</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>Δ Ano (%)</b>
<b>Custo da Energia Comprada</b>			
Energia elétrica comprada para revenda	(877.147)	(682.006)	28,60
Encargos de uso da rede elétrica	(101.313)	(156.719)	-35,40
Energia elétrica comprada para revenda - Curto Prazo	(111.395)	(76.979)	44,70
Ressarcimento de Recursos da CDE	147.110	-	
<b>Subtotal</b>	<b>(942.745)</b>	<b>(915.704)</b>	<b>3,00</b>
<b>Demais Custos e Despesas Operacionais</b>			
Pessoal e Administradores	(203.051)	(176.847)	14,80
Custo de Construção - concessão	(186.967)	(161.802)	15,60
Serviço de Terceiros	(155.176)	(149.251)	4,00
(Provisão)/Reversão para Devedores Duvidosos	(54.548)	(52.678)	3,50
Arrendamento	(38.386)	(48.612)	-22,60
Entidade de Previdência Privada	(7.727)	(6.829)	13,10
Material	(5.948)	(8.283)	-28,20
Compensação Financeira Utilização Recursos Hídricos	(5.446)	(6.177)	-11,80
Gás Comprado para Revenda	(4.029)	(4.566)	-11,80
Taxa de Fiscalização de Serviço Energia Elétrica	(3.191)	(3.401)	-8,20
Outras Despesas	(17.391)	(15.076)	15,40
Subtotal	(681.860)	(634.522)	7,50
<b>Total</b>	<b>(1.624.605)</b>	<b>(1.550.226)</b>	<b>4,80</b>

As principais variações ocorridas no período estão apresentadas a seguir:

- Custo da Energia Elétrica Comprada para Revenda:** apresentou no ano de 2013 um crescimento de R\$ 174,1 milhões (19,0%) em relação ao total dos custos de 2012 (desconsiderando os ressarcimentos de recursos da CDE e repasse de CVAs que totalizaram R\$ 147,1 milhões). O acréscimo verificado no período comparado foi impactado pelos contratos por disponibilidade, cujas usinas termelétricas possuem um custo bem mais elevado, em relação às hidrelétricas, e são despachadas quando há falta de água nos reservatórios. Estes contratos representam cerca de 20% dos contratos da CEB Distribuição e tiveram um aumento de gasto, por sua parcela variável ser vinculada ao combustível, na ordem de 6 vezes. Os demais contratos foram impactados apenas pelos índices de reajustes anuais (IGPM ou IPCA). O Custo da Energia Comprada para Revenda foi parcialmente amortizado pelo ressarcimento de recursos da CDE pelo Governo Federal de acordo com o Decreto 7891/2013 no montante de R\$ 52,6 milhões e pela Resolução Homologatória nº 1.589 de 20 de agosto de 2013 que homologou a tarifa da CEB Distribuição S.A na qual ANEEL estabeleceu o valor total de R\$ 94,6 milhões, repassado pela Eletrobrás à CEB Distribuição S.A. para cobertura do resultado positivo das Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVAs correspondentes à aquisição de energia e ao Encargo de Serviço do Sistema – ESS.
- Serviços de Terceiros:** apresentou um aumento de R\$ 5,9 milhões (4,0%) em comparação com o ano anterior. Os serviços que geraram este acréscimo foram:
  - Serviço de Levantamento dos Ativos de Distribuição (R\$ 4,0 milhões);
  - Serviço de Manutenção do Sistema Elétrico – Linha e Redes (R\$ 3,0 milhões); e
  - Serviços de Vigilância (R\$ 4,0 milhões).

- Custo de Construção – Concessão:** apresentou um acréscimo de R\$ 25,1 milhões (15,6%) em relação aos custos apresentado em 2012. Este item não impacta o resultado, devido à receita de construção ser reconhecida no mesmo valor do Custo de Construção.

- Provisão para Devedores Duvidosos/Perdas:** Apresentou estabilidade quando comparada ao exercício de 2012, atingindo um total de PDD/Perda de R\$ 54,5 milhões (R\$ 52,6 milhões em 2012) com um acréscimo de R\$ 1,8 milhão (3,5%).

- Pessoal e Administradores:** apresentou em 2013 um aumento de R\$ 26,2 milhões (14,8%) em relação ao montante apresentado em 2012. A variação ocorreu em função do reajuste salarial no 4T13 com a aprovação do acordo coletivo. O aumento concedido aos colaboradores do Grupo CEB é composto pela variação do INPC (5,58%) mais ganho real de 1%. Na negociação do acordo coletivo também foram concedidas verbas indenizatórias tais como:
  - abono salarial a ser pago 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, a ser paga em 01/11/2014 a todos os empregados;
  - concessão aos empregados do cargo de Agente de Serviços Operacionais, admitidos após agosto de 2010, de 4 (quatro) referências na tabela salarial que foi paga em novembro de 2013 e 1 (uma) referência a ser paga em novembro de 2014.

- Arrendamento:** reduziu em R\$ 11,2 milhões (-22,6%, em relação a 2012. A queda na despesa de arrendamento ocorreu pela revisão anual do contrato firmado entre a Investco S.A. e a Controlada CEB Lajeado S.A.
- Depreciação / amortização**
- A despesa com depreciação e amortização atingiu R\$ 50,1 milhões em 2013, um aumento de R\$ 3,1 milhões (6,6%) em relação ao total apresentado em 2012. O acréscimo está ligado a entrada em serviço de novos ativos.

<b>R\$ mil</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>Δ Ano (%)</b>
Depreciação/Amortização	50.105	46.964	6,70

### Outras receitas/(despesas) operacionais

<b>Outras Receitas/(Despesas) Operacionais - R\$ mil</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>Δ Ano (%)</b>
<b>Outras Receitas Operacionais</b>			
Reversão de Provisão de Benefícios Pós Emprego	35.498	35.623	-0,40
Reversão de Provisão para Riscos Trabalhistas, Cíveis e Fiscais	11.022	2.394	360,40
Recuperação de Créditos Baixados por Perdas	9.603	5.330	80,20
Ressarcimento CCEArS	9.431	-	
Reversão de Provisão de Participação nos Lucros	4.296	-	
Ganho na Baixa de Bens	(114)	14.281	-100,80
Outras Receitas	894	1.068	-16,30
<b>Total</b>	<b>70.630</b>	<b>58.696</b>	<b>20,30</b>
<b>Outras Despesas Operacionais</b>			
Provisão de Benefícios Pós Emprego	(38.193)	(30.920)	23,50
Provisão para Riscos Trabalhistas, Cíveis e Fiscais	(23.658)	(8.625)	174,30
Compensação de descontinuidade de energia	(13.740)	(10.648)	29,00
Provisão para Perdas Prováveis - Empregados	(7.173)	-	
Provisão de Participação nos Lucros/Resultados	(1.904)	(4.296)	-55,70
Multas ANEEL	(1.158)	(6.046)	-80,80
Outras Despesas	(840)	(812)	3,40
<b>Total</b>	<b>(86.666)</b>	<b>(61.347)</b>	<b>41,30</b>
<b>Outras Receitas (Despesas) Operacionais</b>	<b>(16.036)</b>	<b>(2.651)</b>	

A rubrica Outras Receitas (Despesas) Operacionais apresentou uma despesa líquida de R\$ 16,0 milhões no ano de 2013 contra uma despesa de R\$ 2,6 milhões em 2012.

As principais variações apresentadas nesta rubrica ocorreram nos seguintes itens:

- Reversão de Provisão para Riscos Trabalhistas, Cíveis e Fiscais sendo que a principal reversão ocorreu em Provisões trabalhistas no montante de R\$ 8,9 milhões;
- Recuperação de Créditos Baixados por Perdas - R\$ 9,6 milhões (80,2%);
- Ressarcimento de CCEArS – 9,4 milhão; e
- Reversão de Provisão de Participação nos Lucros/Resultados - R\$ 4,2 milhões.
- Constituição de Provisão para Riscos Trabalhistas, Cíveis e Fiscais onde foi constituído Provisão Civil no valor de R\$ 14,2 milhões para atender prováveis perdas no campo regulatório;
- Constituição Provisão para Perdas Prováveis de Empregados constituídas para cobrir prováveis perdas ligadas ao pagamento de Participação nos Lucros/Resultados do exercício de 2007.

### Resultado Financeiro

O resultado financeiro acumulado no ano foi negativo em R\$ 3,4 milhões (R\$ 68,8 milhões em 2012) com uma variação percentual de -105,0%. As principais variações ocorreram na atualização do Valor Justo do Ativo Financeiro Indenizável com uma redução de 68,4%. Nas Receitas Financeiras e nas Despesas Financeiras as principais variações aconteceram em Encargos da Dívida com redução de 27,9% e redução dos Juros/Variações Monetárias sobre Passivos que apresentou um acréscimo de 25,2%.

<b>R\$ mil</b>	<b>2013</b>	<b>2012</b>	<b>Δ Ano (%)</b>
<b>Receitas Financeiras</b>			
Atualização a Valor Justo - Ativo Financeiro	34.166	108.018	-68,40
Indenizável - Concessão	12.018	13.112	-8,30
Juros / Variações Monetárias sobre Ativos	8.362	9.656	-13,40
Juros sobre Capital Próprio	(8.362)	(9.656)	-13,40
Reversão de Juros sobre Capital Próprio	10.609	12.114	-12,40
Acréscimos Moratórios em Conta de Energia	6.159	4.366	41,10
Rendimentos de Aplicações Financeiras	1.736	2.343	-25,90
Multas e Penalidades Aplicadas	<b>907</b>	<b>1.278</b>	<b>-29,00</b>
<b>Outras Receitas Financeiras</b>	<b>65.595</b>	<b>141.231</b>	<b>-53,60</b>
<b>Despesas Financeiras</b>			
Encargos de Dívidas			

**DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS 2013**

**BALANÇOS PATRIMONIAIS  
EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012 E EM 1º DE JANEIRO DE 2012  
(em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

ATIVO	Nota	Controladora			Consolidado		
		31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
		Reapresentado	Reapresentado		Reapresentado	Reapresentado	
<b>Circulante</b>							
Caixa e Equivalentes de Caixa	5	8.895	88.787	3.467	96.786	182.290	65.130
Contas a Receber	6	3.722	3.348	27.480	308.840	308.138	306.211
Aplicações Financeiras	9				295	9.805	
Estoques		2.673	929	1.557	34.615	8.540	9.108
Tributos e Contribuições Compensáveis	7	8.291	8.661	5.809	29.307	25.372	24.242
Demais Créditos	8	17.031	11.270	11.485	50.959	34.105	51.777
<b>Total do Circulante</b>		<b>40.612</b>	<b>112.995</b>	<b>49.798</b>	<b>520.802</b>	<b>568.250</b>	<b>456.468</b>
<b>Não Circulante</b>							
Aplicações Financeiras							8.758
Contas a Receber	6				54.097	98.462	117.568
Depósitos e Bloqueios Judiciais	10	4.476	4.467	74	12.628	11.768	5.499
Tributos e Contribuições Compensáveis	7				22.199	8.897	15.955
Ativos Mantidos para Venda	11			2.850		1.714	278.965
Ativo Financeiro Indenizável	12				729.119	622.486	374.965
Demais Créditos	8	128	255	66	1.834	1.702	16.969
		<b>4.604</b>	<b>4.722</b>	<b>2.990</b>	<b>819.877</b>	<b>745.029</b>	<b>818.679</b>
Investimentos	13	592.181	700.349	519.729	684.537	659.342	358.599
Imobilizado	14	15.513	14.869	11.819	138.507	118.492	113.899
Intangível	15			1	271.108	300.816	388.276
<b>Total do Não Circulante</b>		<b>612.298</b>	<b>719.940</b>	<b>534.539</b>	<b>1.914.029</b>	<b>1.823.679</b>	<b>1.679.453</b>
<b>Total do Ativo</b>		<b>652.910</b>	<b>832.935</b>	<b>584.337</b>	<b>2.434.831</b>	<b>2.391.929</b>	<b>2.135.921</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

PASSIVO	Nota	Controladora			Consolidado		
		31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
		Reapresentado	Reapresentado		Reapresentado	Reapresentado	
<b>Circulante</b>							
Fornecedores	16	6.902	2.972	7.795	344.101	169.434	156.834
Obrigações Tributárias	17	821	1.676	1.597	118.091	98.757	121.391
Contribuição de Iluminação Pública	18				121.144	45.299	58.015
Encargos Regulatórios	19				40.301	54.088	64.285
Empréstimos e Financiamentos	20		16.962	1.355	119.207	103.269	124.823
Obrigações Societárias		18.692	574	14	32.233	14.811	17.495
Obrigações Sociais e Trabalhistas		239	127	1	35.124	29.004	22.716
Benefícios Pós Emprego	21				66.075	56.126	53.082
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	22	94	9.244	7.196	4.850	12.924	11.519
Demais Obrigações	23	215	385	225	16.176	25.690	22.290
<b>Total do Circulante</b>		<b>26.963</b>	<b>31.940</b>	<b>18.183</b>	<b>897.302</b>	<b>609.402</b>	<b>652.450</b>
<b>Não Circulante</b>							
Fornecedores					4.552		
Obrigações Tributárias	17	97.380	97.269	97.577	145.822	136.157	110.589
Empréstimos e Financiamentos	20		65.712		142.141	289.821	269.225
Obrigações Sociais e Trabalhistas					2.420		
Benefícios Pós Emprego	21				286.670	328.920	268.846
Encargos Regulatórios	19				127.908	109.881	92.037
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	22	8.223			66.982	41.253	36.426
Demais Obrigações	23	212.000	212.000	20.000	218.270	122.357	30.155
<b>Total do Não Circulante</b>		<b>317.603</b>	<b>374.981</b>	<b>117.577</b>	<b>994.765</b>	<b>1.126.389</b>	<b>807.778</b>
<b>Patrimônio Líquido</b>	24						
Capital Social		342.056	342.056	342.056	342.056	342.056	342.056
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital		11.969	11.969	11.969	11.969	11.969	11.969
Ajuste de Avaliação Patrimonial		48.498	41.325	118.626	48.498	41.325	118.626
Reserva de Lucros			2.050	29.600		2.050	29.600
Dividendos Adicionais Propostos			29.222			29.222	
Prejuízos Acumulados		(94.179)	(608)	(53.699)	(94.179)	(608)	(53.699)
<b>Atribuível ao acionista controlador</b>		<b>308.344</b>	<b>426.014</b>	<b>448.577</b>	<b>308.344</b>	<b>426.014</b>	<b>448.577</b>
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>					<b>234.420</b>	<b>230.124</b>	<b>227.716</b>
<b>Total do Patrimônio Líquido</b>		<b>308.344</b>	<b>426.014</b>	<b>448.577</b>	<b>542.764</b>	<b>656.138</b>	<b>676.293</b>
<b>Total do Passivo</b>		<b>652.910</b>	<b>832.935</b>	<b>584.337</b>	<b>2.434.831</b>	<b>2.391.929</b>	<b>2.135.921</b>

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**DEMONSTRAÇÕES DO RESULTADO  
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012  
(em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
		Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	26a	<b>38.234</b>	<b>45.170</b>	<b>1.608.673</b>	<b>1.629.532</b>
Custo com Energia Elétrica	26b			(942.745)	(915.704)
Custo de Operação	26c			(413.275)	(386.655)
Custo do Serviço Prestado a Terceiros	26c	(32.813)	(31.948)	(34.092)	(37.929)
<b>Lucro Bruto</b>		<b>5.421</b>	<b>13.222</b>	<b>218.561</b>	<b>289.244</b>
<b>Receitas/ (Despesas) Operacionais</b>		<b>(96.743)</b>	<b>45.509</b>	<b>(260.009)</b>	<b>(236.695)</b>
Despesas com Vendas	26c		(18.894)	(115.035)	(110.525)
Despesas Gerais e Administrativas	26c	(9.238)	(9.268)	(169.563)	(146.377)
Resultado de Equivalência Patrimonial	13	(86.365)	75.759	40.625	22.858
Outras Receitas (Despesas) Operacionais	26d	(1.140)	(2.088)	(16.036)	(2.651)
Outras Receitas Operacionais		1.214		70.630	58.696
Outras Despesas Operacionais		(2.354)	(2.088)	(86.666)	(61.347)
<b>Lucro (Prejuízo) Operacional antes do Resultado Financeiro</b>		<b>(91.322)</b>	<b>58.731</b>	<b>(41.448)</b>	<b>52.549</b>
<b>Receitas (Despesas) Financeiras</b>	26e	<b>(1.998)</b>	<b>(3.357)</b>	<b>(3.430)</b>	<b>68.837</b>
Receitas Financeiras		1.925	1.224	65.595	141.231
Despesas Financeiras		(3.923)	(4.481)	(69.025)	(72.394)
<b>Lucro (Prejuízo) Operacional antes dos Tributos</b>		<b>(93.320)</b>	<b>55.374</b>	<b>(44.878)</b>	<b>121.386</b>
<b>Imposto de Renda e Contribuição Social</b>	17	<b>(2.301)</b>	<b>(89)</b>	<b>(30.285)</b>	<b>(46.921)</b>
Imposto de Renda e Contribuição Social - Corrente		(2.301)	(89)	(18.669)	(21.441)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Diferido				(11.616)	(25.480)
<b>Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício</b>		<b>(95.621)</b>	<b>55.285</b>	<b>(75.163)</b>	<b>74.465</b>
Atribuído aos Acionistas Controladores				(95.621)	55.285
Atribuído aos Acionistas não Controladores				20.458	19.180
<b>Lucro (Prejuízo) Básico e Diluído por Ação em Reais:</b>	27				
Ações Ordinárias – Básicas e diluídas		(10,4128)	6,0204	(10,4128)	6,0204
Ações Preferenciais – Básicas e diluídas		(10,4128)	6,0204	(10,4128)	6,0204

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**DEMONSTRAÇÕES DOS RESULTADOS ABRANGENTES  
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012  
(em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)**

	Nota	Controladora		Consolidado	
		31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
		Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado	Reapresentado
<b>Lucro Líquido (Prejuízo) do Exercício</b>		<b>(95.621)</b>	<b>55.285</b>	<b>(75.163)</b>	<b>74.465</b>
<b>Outros Resultados Abrangentes</b>					
Itens que não serão Reclassificados Subsequentemente ao Resultado					
Ganho (Perda) Atuarial com Plano de Benefício Definido				7.124	(95.896)
Equivalência Patrimonial sobre Obrigação Atuarial sobre Benefícios Pós-Emprego		7.124	(95.896)		
<b>Resultado Abrangente Total</b>		<b>(88.497)</b>	<b>(40.611)</b>	<b>(68.039)</b>	<b>(21.431)</b>
Atribuído aos Acionistas Controladores				(88.497)	(40.611)
Atribuído aos Acionistas Não Controladores				20.458	19.180

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

**DEMONSTRAÇÕES DAS MUTAÇÕES DO PATRIMÔNIO LÍQUIDO  
EXERCÍCIOS FINDOS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013 E 2012  
(em milhares de reais)**

Eventos	Atribuído aos acionistas controladores								Participação de Acionistas não Controladores	Total do Patrimônio Líquido
	Capital Social	Recursos destinados a aumento de capital	Reservas de Lucros		Dividendos Adicionais Propostos	Ajuste de Avaliação Patrimonial/ Outros Resultados Abrangentes	Prejuízos Acumulados	Subtotal		
			Legal	Lucros a Realizar						
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2011 - Divulgação</b>	<b>342.056</b>	<b>11.994</b>	<b>1.941</b>	<b>27.659</b>		<b>187.970</b>	<b>(53.305)</b>	<b>518.315</b>	<b>227.716</b>	<b>746.031</b>
Ajustes ao Saldo Inicial:										
Mudança de Prática Contábil - CPC 33 (R1) - (Nota 3)						(69.344)		(69.344)		(69.344)
Ajuste de Exercício Anteriores - CPC 23 - (Nota 3)							(394)	(394)		(394)
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2012 - Reapresentado</b>	<b>342.056</b>	<b>11.994</b>	<b>1.941</b>	<b>27.659</b>		<b>118.626</b>	<b>(53.699)</b>	<b>448.577</b>	<b>227.716</b>	<b>676.293</b>
Ganho na Variação de Percentual de Participação em Coligadas						18.623		18.623		18.623
Dividendos Declarados							(522)	(522)		(522)
Dividendos Adicionais Propostos				(27.659)	29.222		(1.563)	-		-
Dividendos Adicionais Pagos de Exercícios Anteriores								(5.836)	(5.836)	
Juros sobre Capital Próprio Creditados								(6.978)	(6.978)	
Remuneração a Partes Beneficiárias								(3.936)	(3.936)	
Transferência para o Passivo Circulante		(25)						(25)	(25)	
<b>Transações de Capital com Acionistas:</b>		<b>(25)</b>		<b>(27.659)</b>	<b>29.222</b>	<b>18.623</b>	<b>(2.085)</b>	<b>18.076</b>	<b>(16.750)</b>	<b>1.326</b>
<b>Lucro Líquido do Período</b>								<b>55.285</b>	<b>19.180</b>	<b>74.465</b>
<b>Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Controladas - Benefícios Pós-Emprego</b>								<b>(95.896)</b>	<b>(95.896)</b>	<b>(95.896)</b>
<b>Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Coligadas</b>						<b>(28)</b>		<b>(28)</b>	<b>(22)</b>	<b>(50)</b>
<b>Constituição de Reserva Legal</b>			<b>109</b>					<b>(109)</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012 - Reapresentado</b>	<b>342.056</b>	<b>11.969</b>	<b>2.050</b>	<b>29.222</b>		<b>41.325</b>	<b>(608)</b>	<b>426.014</b>	<b>230.124</b>	<b>656.138</b>
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	
<b>Transações de Capital com Acionistas:</b>				<b>(29.222)</b>		<b>16</b>		<b>(29.206)</b>	<b>(16.189)</b>	<b>(45.395)</b>
<b>Prejuízo do Exercício</b>								<b>(95.621)</b>	<b>(95.621)</b>	<b>(95.621)</b>
<b>Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Controladas - Benefícios Pós-Emprego</b>								<b>33</b>	<b>33</b>	<b>27</b>
<b>Equiv. Patrim. sobre Resultados Abrangentes - Controladas - Benefícios Pós-Emprego</b>										

# NOTAS EXPLICATIVAS DA ADMINISTRAÇÃO ÀS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2013

(Em milhares de reais, exceto quando indicado de outra forma)

## 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, no endereço SIA – Área de Serviços Públicos – Lote C, controlada pelo Governo do Distrito Federal e registrada na Comissão de Valores Mobiliários – CVM.

A CEB tem por objeto social a participação em outras sociedades, como sócio-quotista ou acionista e a exploração direta ou indireta, conforme o caso, de serviços e 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	31/12/2013	31/12/2012
<b>Participações diretas</b>			
<b>Controladas</b>			
CEB Distribuição S.A.	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%

<b>Em controlada em conjunto</b>			
Energética Corumbá III S.A.	Geração	37,50%	37,50%
<b>Em coligada</b>			
Corumbá Concessões S.A.	Geração	47,50%	47,57%

<b>Participações indiretas</b>			
<b>Em coligada</b>			
Investco S.A.	Geração	11,99%	11,99%
<b>Outras Participações</b>			
BSB Energética S.A.	Geração	9%	9%

### a) Controladas

• **CEB Distribuição S.A.** – A CEB Distribuição S.A. (“CEB D”) é uma sociedade anônima, de capital fechado, em conformidade com a Lei Distrital nº 2.710, de 24 de maio de 2001, constituída em 20 de junho de 2005 e originada das suas atividades em 12 de janeiro de 2006, como resultado do processo de desferalização 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, por 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:

- 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.
- Realizar as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, de modo a assegurar a continuidade, a regularidade, a qualidade e a eficiência dos serviços.
- 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.
- 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.
- Atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, aos encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidos pelo poder concedente.
- Permitir aos encargados 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.
- Prestar contas ao poder concedente e aos usuários, segundo as prescrições legais e regulamentares específicas, da gestão dos serviços concedidos.
- Manter as reservas de água e de energia elétrica necessárias ao atendimento dos serviços de utilidade pública.
- Observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas eventuais consequências de seu descumprimento.
- Realizar programas de treinamento, de modo a assegurar, permanentemente, a melhoria da qualidade e mais eficiência na prestação dos serviços concedidos.
- 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.
- Adirir ao Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica e assegurar livre acesso aos seus sistemas de transmissão e distribuição.
- 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.
- Respeitar, nos termos da legislação em vigor, os limites das vazões de restrição, máxima e mínima, a jusante de seus aproveitamentos hidrelétricos, devendo controlar, nas regras operativas, a alocação de volume de espera nos reservatórios de suas usinas, de modo a minimizar os efeitos adversos das cheias.
- Eletuar, 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 Companhia consistem na busca da eficiência administrativa e operacional para garantir, tanto a renovação da Concessão do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica no DF, de forma sustentável, 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 custo visando atingir a necessária liquidez da Companhia. Estas medidas se baseiam em ajustes já realizados e em processo de implantação, tais como: redução de valores na rubrica serviços de terceiros; estudos de componentes de custo de pessoal; ajuste com a estrutura organizacional; e a priorização das obras de maior impacto na prestação do serviço aos consumidores de energia elétrica do Distrito Federal.

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

- a) a avaliação do Plano de Saúde, objetivando a implantação de uma nova modalidade de plano assistencial lastreada em resoluções técnicas;
- b) a adoção de ação judicial para o interruptivo de prescrição, referente aos valores despendidos do plano assistencial dos ex-empregados da CEB, em decorrência do cumprimento ao art. 4º, da Lei 3.010/2002, que impula o responsabilidade financeira desse plano à CEB, na falta de indicação de fonte de custeio pelo GDF. Após o levantamento do passivo e dos documentos probatórios solicitados à FATEC, a CEB cobrará judicialmente, o passivo dos valores gastos até o presente momento, além solicitar a indicação da fonte de custeio para os períodos seguintes; e
- c) a alienação de imóveis inservíveis à Concessão.

Alinda nesse contexto, a administração está em processo de negociação com o Poder Executivo do recontecor a dívida de consumo de energia elétrica dos órgãos do Governo do Distrito Federal – GDF e quitação do montante em forma de CompANHIA, débitos já reconhecidos nos processos de prestações de contas anuais. Esses recursos trarão significativa melhoria para a situação econômica e financeira da Companhia (Nota Explicativa nº 6 d).

Importante ressaltar que a CEB D vem desenvolvendo um plano investimento, o maior de toda a sua história, para recuperar a capacidade técnica-operativa do sistema de distribuição de energia elétrica do Distrito Federal e, também, para atender ao crescimento do mercado consumidor. Os resultados alcançados já estão sendo desfrutados pela população atendida, o que se pode comprovar pela maioria dos indicadores: **Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (DEC)** e **Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora (FEIC)**, bem como pelo considerável aumento da capacidade e da confiabilidade no fornecimento de energia elétrica, devido às interligações das fontes de suprimento, propiciadas pelas obras executadas e em operação comercial. Outras tantas previstas, algumas em fase final de execução, melhorarão ainda mais esses indicadores de qualidade.

Esse plano de investimentos contempla obras com a proposta de financiamento do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, por meio de linha excepcional para atendimento a projetos de interesse para a Copa do Mundo de Futebol de 2014. O projeto está em pauta no BNDES e na CAIXA ECONÔMICA FEDERAL. A operação almeja, ao final, o alongamento da dívida contraiada pela CEB D em 2002 para honrar os gastos com custo de energia contraiado durante o raciocínio de 2001.

O sucesso do plano de investimentos, aliado ao enorme esforço empresarial para a recuperação da qualidade e da confiabilidade do sistema elétrico do DF, permitirá maior celeridade ao processo de recuperação da empresa, mediante o reconhecimento de remuneração tarifária dos investimentos realizados, cujo efeito deverá acontecer na revisão tarifária de 2016.

Alinda, destacam-se os valores da Conta de Compensação de Valores de Itens da Parcela A - CVA em processamento, considerando, principalmente, os valores dos custos adicionais com o despacho termelétrico, em decorrência da crise energética pelo baixo nível dos reservatórios das usinas hidrelétricas. A CEB D possui uma diferença a receber de CVA, relativa ao período de agosto/2012 a julho/2013, que não foi reconhecida na época do reajuste tarifário de 2013. Inclui-se também, o impacto econômico da despesa de energia reconhecida em novembro de 2013, em virtude da não aplicabilidade da REX nº 165/2005 ao Contrato de Compra e Venda de Energia Elétrica celebrado entre a Corumbá Concessões S.A. e a Companhia Energética de Brasília – CEB, o qual será contemplado no reajuste tarifário de 2014, segundo diretrizes estabelecidas pelo órgão regulador.

A toda evidência, importa destacar a postura extremamente proativa do Acionista Majoritário, cujas ações, em especial, resultaram em significativos aportes nos últimos exercícios, bem como a iniciativa para o reconhecimento de dívidas pendentes com a CEB D, demonstram de forma inequívoca, o compromisso do Governo do Distrito Federal em garantir a plena recuperação e continuidade das operações da Companhia.

### (iii) Alteração da legislação relativa a renovação 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. 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 eliminou os encargos setoriais CCC (Conta de Consumo de Combustíveis) e RGR (Reserva Global de Reserva), e reduziu 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 na Companhia 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 publicação.

### (iv) Revisão Tarifária Extraordinária - RTE

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 Distribuição, 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%.

### (v) Reajuste Tarifário

O reajuste tarifário acontece anualmente e tem por objetivo repassar os custos não gerenciáveis da concessão (energia comprada para fornecimento, encargos setoriais e encargos de transmissão) e atualizar monetariamente os custos gerenciáveis.

A Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Resolução Homologatória nº 1.589, de 20 de agosto de 2013, estabeleceu o reajuste tarifário anual da CEB Distribuição S.A.. O reajuste médio, que passou a vigorar a partir de 26 de agosto de 2013, ficou em 7,64% para o período de 12 meses, sendo 9,22% de reajuste econômico e de -1,58% relativos aos componentes financeiros tarifários.

O efeito médio desse reajuste sobre as tarifas dos consumidores foi de 6,10%, sendo de 6,43% para os consumidores atendidos em alta tensão e de 5,94% para aqueles atendidos em baixa tensão.

### (vi) Resolução da Validação da Base de Remuneração Regulatória

A Resolução Homologatória nº 1.335/2012 estabeleceu o resultado provisório da Terceira Revisão Tarifária Periódica da CEB D em função da validação da Base de Remuneração e Resolução Homologatória nº 1.588/2013 estabeleceu o resultado definitivo da Terceira Revisão Tarifária Periódica. Os efeitos da provisoriedade da Base de Remuneração foram percebidos no Reajuste Tarifário Anual, em agosto de 2013, e resultou na devolução para os consumidores da área de concessão da empresa, uma redução de 0,35% em relação às tarifas originalmente calculadas.

### (vii) Aportes CDE

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

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 eólicas, 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 fiscal, 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 a 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/MP nº 25/2002, relativo ao ESS e à energia comprada para venda, em conformidade com o Encargo de Serviço do Sistema – ESS. Esse montante compõe o total de R\$ 147.110, constante da Nota 26b registrado no período de janeiro a setembro de 2013 a título de ressarcimento de custos, conforme determina o Despacho ANEEL nº 1.135 de 17 de abril de 2013.

Sendo assim, a Resolução Homologatória 1.589/2013 que reajustou as tarifas da CEB Distribuição S.A., 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 junho de 2014, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Nessa mesma Resolução, a ANEEL estabeleceu ainda, o valor total de R\$ 94.616, repassado pela Eletrobrás à CEB Distribuição S.A., em parcela única no dia 04 de setembro de 2012, para cobertura do resultado positivo das Contas de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A – CVAs correspondentes à aquisição de energia e a Encargo de Serviço do Sistema – ESS. Esse montante compõe o total de R\$ 147.110, constante da Nota 26b registrado no período de janeiro a setembro de 2013 a título de ressarcimento de custos, conforme determina o Despacho ANEEL nº 1.135 de 17 de abril de 2013.

A CEB Distribuição S.A recebeu aportes de recursos da CDE no montante de R\$ 18.892, que foi registrado na rubrica de Fornecimento de Energia Elétrica (Nota 26a) para compensar descontos aplicados nas tarifas de uso do sistema elétrico de distribuição e residencial no âmbito da aplicação da Tarifa Social de Energia às unidades consumidoras classificadas nas subclasses e descontos na banda renda.

### (viii) Renovação 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 Distribuição S.A. 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 adimplimento, 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 Distribuição S.A. ratificou, protocolo ANEEL nº 48513.033465/2012-00, 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.

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 vencedores 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 pedido de 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.

• **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 pelas 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 Total 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 deverá reduzir 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 nº 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 nº 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 nº 579, de 11 de setembro de 2012 e na aprovação na 35ª Assembleia Geral Extraordinária da CEB Geração S.A.

- (ii) UHE Paraná, 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 Paraná expira apenas em 2019, as regras introduzidas pela MP 579 não se aplicam a essa concessão neste momento.

### Contingências Jurídicas dos Terrenos da Usina Hidrelétrica do Paraná

Tramita perante o TJDF ação judicial (processo nº 115.748-8/2008) proposta por Sandra dos Santos Jacinto Motta Paes contra a CEB Geração S.A, cujo objeto é a instituição de passagem forçada na estrada de acesso a UHE Paraná. Caso a ação judicial seja julgada procedente, não deverá ensejar despesas de qualquer natureza a Companhia pelo uso da via de acesso. O processo se encontra aguardando a sentença.

Consta também, em tramitação no TJDF o Processo nº 2002.011.08500-7, em que a CEB Geração S.A não é parte, onde é questionada da Companhia Imobiliária de Brasília – TERRACAP parte da propriedade o imóvel onde está localizada a UHE Paraná pelo espólio de Sebastião de Souza e Silva e Outros, o que vem dificultando a regularização da situação dominial do imóvel pela CEB Geração S.A, não interferindo nas suas atividades de geração de energia.

• **CEB Participações S.A. – CEBPar** – sociedade por ações de capital fechado, autorizada pela Lei Distrital nº 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, majoritariamente 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 nº 2.515 de 31 de dezembro de 1999, controlada pela Companhia Energética de Brasília – CEB, com 59,93% (cinquenta e nove virgula noventa e três por cento) do total das ações e 100% das ações ordinárias. As Centrais Elétricas Brasileiras S.A. – ELETROBRÁS detém 40,07% (quarenta virgula zero sete por cento) do total das ações e 100% das ações preferenciais da controlada.

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 Hidrelétrico 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 de 16 de dezembro de 1997.

• **Companhia Brasileira de Gás – CEBGAS** – sociedade de economia mista, autorizada pela Lei Distrital nº 2.518 de 10 de janeiro de 2001, controlada pela Companhia Energética de Brasília – CEB, com 51% (cinquenta e um por cento) das ações ordinárias, e 17% do total das ações.

### (f) Informações sobre aspectos relacionados ao pressuposto da continuidade operacional da CEB Gás

A CEB Gás entrou em operação parcial em 08 de novembro de 2007. A operação parcial é realizada através 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 da celebração de contratos de compra e venda com seus distribuidores no Brasil. Para que sua operação seja plena, faz-se necessária a viabilização da construção do gasoduto de transporte de gás natural ligando o gasoduto Brasília – Bólivia ao Distrito Federal.

### (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 participação do Grupo no capital social da empresa é de 47,57% (47,57% em 31/12/2012), sendo 45,21% (45,21% em 31/12/2012) de propriedade da CEB e 2,36% (2,36% em 31/12/2012) de propriedade da CEB Participações S.A..

### (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 31/12/2012), sendo 45,21% (45,21% em 31/12/2012) de propriedade da CEB e 2,36% (2,36% em 31/12/2012) de propriedade da CEB Participações S.A..

### (g) Informações sobre aspectos relacionados ao pressuposto da continuidade operacional da Corumbá Concessões S.A.

A Concessionária atua focada nas metas e ações correspondentes, definidas pelo Conselho de Administração, através dos planos de negócios aprovados, administrando seus recursos de forma otimizada, procurando progressivamente adequar sua estrutura patrimonial e prazos, reabilitando o empreendimento. Dentre as principais ações tomadas e previstas pela administração buscando esses objetivos, destacam-se:

- ✓ Otimizar os resultados da operação comercial, inclusive atuando sobre ações anteriores no intuito de buscar melhorias operacionais.
- ✓ Buscar parcerias com órgãos regulatórios de forma a vislumbrar alternativas de eficiência energética.
- ✓ Firmar parcerias junto às comunidades vizinhas e órgãos de fiscalização de forma a manter o lago e seu entorno preservado ambientalmente.
- ✓ Aterir otimizando sistematicamente os custos operativos.
- ✓ Rebalancear o capital de giro líquido, reduzindo o passivo circulante progressivamente e os custos de financiamento, adequando à capacidade de geração de caixa operacional.
- ✓ Investir em processos de governança corporativa (código de ética, manual do fornecedor, processo de compras e contratos, Intranet Corporativa, etc.).
- ✓ Buscar aumentos de receitas na geração de energia elétrica.

### (f) Passivo Contingente – Ressarcimento e perdas e danos

Em dezembro de 2006, o fornecedor e acionista Serveng Civilian S.A. (“Serveng”) requereu o reconhecimento de compensação por perdas e danos no contrato de obra gerado por atrasos nos recebimentos das faturas no montante de R\$ 31.416, sendo recalculado e atualizado para dezembro de 2009 e cerca de R\$ 71.086. Foi ainda gerado em julho de 2009 uma complementação desse montante, relativo à correção em juros de mora também apurado pelos atrasos nos pagamentos das faturas que, em valores recalculados para dezembro de 2009, totalizavam R\$ 51.515. Esse último deve ser somado ao primeiro valor pleiteado de perdas e danos, totalizando portanto R\$ 122.601 em 31 de dezembro de 2009. Esse montante atualizado para 31 de dezembro de 2013 é de, aproximadamente, R\$ 163.000.

Dando seguimento à matéria, em abril de 2010 (2ª Reunião do Conselho de Administração - RECA), a Companhia contratou consultores jurídico e contábil, experts na matéria, para avaliar o pleito e recalculou os valores apresentados pela Serveng, tendo sido em seguida

## (v) 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 provisões para causas cíveis, trabalhistas e fiscais. 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 físicas ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido às imprecisões inerentes ao processo de sua determinação. A Administração do Grupo revisa suas estimativas e premissas em bases mensais. Informações adicionais estão divulgadas na (Nota 22).

## (vi) Ativo financeiro indenizável (cessosão)

Conforme as normas contábeis o concessionário não controla os ativos subjacentes, a infraestrutura de concessões (incluindo um energia elétrica) não pode ser reconhecida como ativo imobilizado, passando a ser reconhecida de acordo com os dois 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 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).

Os ativos classificados como financeiros representam a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sobre a qual 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.

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 da Base de Novo de Reposição (VNR). Esta metodologia é atualmente adotada pelo regulador para fins de determinação da Valor 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 Companhia utilizando o valor residual da BRR, ao final do prazo contratual da concessão.

Atotando essa nova estimativa, a Companhia recalculou o ativo do ativo financeiro conforme a Base de Remuneração Regulatória (BRR) do 3º Ciclo de Revisão Tarifária, que ocorreu em agosto de 2012. Esse procedimento gerou um ajuste positivo no ativo financeiro de R\$ 108.018 mil em 31 de dezembro de 2012, e no resultado de 2012 o valor de R\$ 71.292 mil, líquido dos efeitos tributários. A partir de 31 de dezembro de 2012, o ativo financeiro será movimentado pelas adições, atualizações e baixas, e re-mensurado sempre da ocorrência de um novo ciclo tarifário.

Esse ativo financeiro está classificado em 31 de dezembro de 2013 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 consequentemente devem ser registrados no resultado.

De acordo, ainda, com o pronunciamento técnico CPC 38, as alterações resultantes de mudanças nas condições de mercado (variações em taxas de juros) são registradas no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes. Por não existir um mercado ativo para negociação deste ativo financeiro, o Grupo 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 Administração da 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 serão reconhecidos no Patrimônio Líquido. Em 31 de dezembro de 2013, não há saldo registrado em outros resultados abrangentes uma vez que a Companhia concluiu que naquela data não havia diferença entre essas taxas.

Os ativos classificados como intangível representam o direito da Companhia 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 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.

## (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 para Investimento 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 assessores legais e considerando os fatos e circunstâncias disponíveis no momento. Eventuais alterações serão acompanhadas e analisadas os seus impactos se existentes.

Os métodos de depreciação, as vidas úteis e os valores residuais serão revisados a cada encerramento de exercício financeiro e eventuais ajustes são reconhecidos como mudança de estimativas contábeis (Nota 14).

## (viii) 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 revisados 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 23 de abril de 2014.

## 2.2. Consolidação de demonstrações contábeis e contabilização de investimentos societários

### (a) Participação de acionistas

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.

### (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 alinhá-las com 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 construídas ou efetuo 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(c)).

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 2013 e de 2012, como segue:

Empresas Controladas	Atividade	Participação	31/12/2013	31/12/2012
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%
	Distribuição e Comercialização de Gás			
Companhia Brasileira de Gás Combustível Canalizado		Direta	17,00%	17,00%

## (f) Transações eliminadas na consolidação

Saldos e transações intragrupo, e quaisquer receitas ou despesas derivadas de transações intragrupo, são eliminadas na preparação das demonstrações financeiras consolidadas. Ganhos não realizados oriundos de transações com companhias investidas, registrados por equivalência patrimonial são eliminados contra o investimento na proporção da participação da Controladora na Companhia investida. Prejuízos não realizados são eliminados da mesma maneira por não 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 empresa atua ("a moeda funcional"). As demonstrações financeiras individuais e consolidadas estão apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia e, também, a moeda de apresentação do Grupo.

### (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 e os demais itens que compõem o caixa e o equivalentes de caixa (Nota 5).

#### (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 se encontravam classificados neste grupo até 31 de dezembro de 2011 eram compostos de Aplicações Financeiras em fundo de ações e Fundos Vinculados a Empréstimos de Financiamentos (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 principalmente "Contas a receber (Nota 6)" e "Títulos de crédito a receber (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 atribuível. Após o reconhecimento inicial, eles são medidos pelo valor justo e as mudanças, que não sejam perdas por redução ao valor recuperável e as 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.

Os ativos financeiros disponíveis para venda são compostos pelo ativo financeiro indenizável da concessão. (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 é reconhecida 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:

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

O montante de perda por *impairment* quando incorrido é registrado no resultado e, se, num período subsequente, o valor da carteira 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 provisões para créditos 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; 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) Provisão para créditos de liquidação duvidosa

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

## Consumidores

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

O Grupo exclui do cálculo acima os créditos com entidades e órgãos ligados ao seu controlador, o Governo do Distrito Federal (GDF).

## 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. Ativos Mantidos para Venda

Os bens destinados a venda são avaliados pelo valor de custo ou valor justo, dos dois o menor (Nota 11).

## 2.10. Contrato de concessão (ativo intangível de concessão e ativo financeiro indenizável)

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 à concedente, conforme contrato estabelecido entre as partes, que são o modelo do ativo financeiro, 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 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 operada 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 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 de concessão são classificados como disponíveis para venda e em 31 de dezembro de 2013, 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 confirme 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, consequentemente, devem ser registrados no resultado. Esse procedimento gerou um ajuste positivo no ativo financeiro de R\$ 108.018 mil em 31 de dezembro de 2012, e no resultado de 2012 o valor de R\$ 71.292 mil, líquido dos efeitos tributários.

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 serão reconhecidos no Patrimônio Líquido. Em 31 de dezembro de 2013, não há saldo registrado em outros resultados abrangentes uma vez que a Companhia concluiu que naquela data não havia diferença entre essas taxas.

Os ativos classificados como intangível representam o direito da Companhia 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 Companhia 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.

## 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 atribuída 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.

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

São adquiridos pelo Grupo decorrente do direito para exploração de concessão pública, e são mensurados inicialmente pelo valor justo, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável acumuladas, quando aplicável. Esses ativos intangíveis possuem vida útil definida e, portanto, a sua amortização ocorre pelo prazo remanescente do contrato de concessão (Nota 15).

### (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 é amortizado pelo prazo de concessão (Nota 15).

### (c) Outros ativos intangíveis

Outros ativos intangíveis que têm vidas úteis definidas são mensurados pelo custo, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

## 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*) acumulada, quando aplicável.

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

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

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

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

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

As principais taxas de depreciação dos bens do Ativo Imobilizado estão demonstradas na Nota 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

**(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.

**2.25. 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.

**2.26. Informações por segmento de negócios**

Um segmento operacional é um componente do Grupo que desenvolve atividades de negócio das quais pode obter receitas e incorrer em despesas, incluindo receitas e despesas relacionadas com transações com outros componentes do Grupo. Todos os resultados operacionais dos segmentos operacionais são revisados frequentemente pela Administração da Companhia para decisões sobre os recursos a serem alocados ao segmento e para avaliação de seu desempenho, e para 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 25).

**2.27. Novas normas e interpretações ainda não adotadas****(a) IASB – International Accounting Standards Board**

Durante o exercício de 2013, as seguintes normas emitidas pelo IASB entraram em vigor e, exceto pela revisão do IAS 19 – Benefícios a Empregados (CPC 33 – R1), não impactaram materialmente as demonstrações financeiras da Companhia.

Os efeitos decorrentes da revisão do IAS 19 – Benefícios a Empregados (CPC 33 – R1) estão apresentados na nota explicativa 3.

**Emenda ao IAS 1 - "Apresentação das Demonstrações Contábeis" (Presentation of Financial Statements).** Agrupam em Outros Resultados Abrangentes os itens que poderão ser reclassificados para lucros ou prejuízos na demonstração de resultado do exercício.

**IFRS 10 - "Demonstrações Financeiras Consolidadas" (Consolidated Financial Statements).** Define os princípios e os requerimentos para a preparação e a apresentação das demonstrações contábeis consolidadas, quando uma entidade controla uma ou mais entidades. Estabelece o conceito de controle como base para a consolidação e como aplicá-lo para identificar se uma empresa investida deve ser considerada controlada e, portanto, consolidada.

**IFRS 11 - "Acordos Conjuntos" (Joint Arrangements).** Estabelece os princípios para divulgação de demonstrações contábeis de entidades que sejam partes de acordos conjuntos. Há dois tipos de acordos conjuntos: operações conjuntas e empreendimentos controlados em conjunto (joint ventures). Operações conjuntas são aquelas em que as partes em conjunto têm direitos sobre os ativos e obrigações relacionadas a esse acordo e, portanto, contabilizam sua parcela dos ativos, passivos, receitas e despesas. Joint ventures existem quando as partes possuem em conjunto direitos sobre os ativos líquidos do acordo e, portanto, contabilizam sua participação pelo método de equivalência patrimonial. A consolidação proporcional de joint ventures não é mais permitida.

**IFRS 12 - "Divulgações sobre Participações em Outras Entidades" (Disclosure of Interests in Other Entities).** Consolida todos os requerimentos de divulgação que uma entidade deve utilizar quando participa em uma ou mais entidades, incluindo controladas, negócios em conjunto, coligadas e entidades estruturadas.

**IFRS 13 - "Mensuração do Valor Justo" (Fair Value Measurement).** Define valor justo de forma mais precisa, introduz explicações adicionais sobre seu processo de mensuração e determina o que deve ser divulgado. As exigências não ampliam o uso da contabilização ao valor justo, mas fornecem orientações sobre como aplicá-lo, quando seu uso já é requerido ou permitido por outras normas.

**Emenda ao IFRS 7 - "Divulgações - Compensando Ativos e Passivos Financeiros" (Disclosures – Offsetting Financial Assets and Financial Liabilities).** Estabelece requerimentos de divulgação de acordos de compensação de ativos e passivos financeiros.

**IAS 28 (revisado em 2011) - "Coligadas e Empreendimentos em Conjunto" (Joint Ventures).** Estabelece requerimentos para empreendimentos em conjunto e coligadas avaliadas pelo método de equivalência patrimonial a partir da emissão do IFRS 11.

Os pronunciamentos a seguir entrarão em vigor para exercícios iniciados a partir de 1º de janeiro de 2014 e não foram adotados antecipadamente. Na análise da Administração estes pronunciamentos não trarão impactos significativos para as demonstrações financeiras.

**Alteração do IAS 32 – Instrumentos Financeiros: Apresentação –** Essa alteração foi emitida para esclarecer os requerimentos de compensação de instrumentos financeiros no Balanço Patrimonial.

**IFRS 9 - "Instrumentos Financeiros",** aborda a classificação, mensuração e reconhecimento de ativos e passivos financeiros. O IFRS 9 foi emitido em novembro de 2009 e outubro de 2010 e substitui os trechos do IAS 39 relacionados à classificação e mensuração de instrumentos financeiros. O IFRS 9 requer a classificação dos ativos financeiros em duas categorias: mensurados ao valor justo e mensurados ao custo amortizado. A determinação é feita no reconhecimento inicial. A base de classificação depende do modelo de negócios da entidade e das características contratuais do fluxo de caixa dos instrumentos financeiros. Com relação ao passivo financeiro, a norma mantém a maioria das exigências estabelecidas pelo IAS 39. A principal mudança é a de que nos casos em que a opção de valor justo é adotada para passivos financeiros, a porção de mudança no valor justo devido ao risco de crédito da própria entidade é registrada em outros resultados abrangentes e não na demonstração dos resultados, exceto quando resultar em descasamento contábil.

**IAS 36 – Redução ao Valor Recuperável dos Ativos –** Essa alteração introduz requerimentos de divulgações da mensuração dos valores recuperáveis dos ativos, em decorrência da emissão do IFRS 13.

**O IFRIC 21 - "Taxas".** A interpretação esclareceu quando uma entidade deve reconhecer uma obrigação de pagar taxas de acordo com a legislação. A obrigação somente deve ser reconhecida quando o evento que gera a obrigação ocorre. Essa interpretação é aplicável a partir de 1º de janeiro de 2014.

**(b) Legislação Tributária**

Em 11 de novembro de 2013 foi publicada a Medida Provisória nº 627 que:

- Modifica a legislação tributária relativa ao Imposto sobre a Renda das Pessoas Jurídicas - IRPJ, à Contribuição Social sobre o Lucro Líquido - CSLL, à Contribuição para o PIS/PASEP e à Contribuição para o Financiamento da Seguridade Social - COFINS;

- Revoga o Regime Tributário de Transição - RTT, instituído pela Lei nº 11.941, de 27 de maio de 2009;

- Dispõe sobre a tributação da pessoa jurídica domiciliada no Brasil, com relação ao acréscimo patrimonial decorrente de participação em lucros auferidos no exterior por controladas e coligadas e de lucros auferidos por pessoa física residente no Brasil por intermédio de pessoa jurídica controlada no exterior; e

- Altera dispositivos da Lei nº 12.865/2013 que reabriu o parcelamento de débitos administrados pela Receita Federal do Brasil e pela Procuradoria Geral da Fazenda Nacional - PGFN (REFIS da Crise), instituído pela Lei nº 11.941/2009.

Essa Medida Provisória está em processo de tramitação no Congresso Nacional, podendo sofrer modificações em seu texto quando de sua conversão em lei. Existe, ainda, a necessidade de regulamentação de diversos dispositivos pela Secretaria da Receita Federal do Brasil.

A Administração da Companhia avaliou estas alterações e, com base no texto vigente, estima não haver efeitos contábeis relevantes nas demonstrações financeiras consolidadas do exercício de 2013.

**3. ADOÇÃO DE NOVAS PRÁTICAS CONTÁBEIS E RECLASSIFICAÇÕES NAS INFORMAÇÕES CONTÁBEIS DE 31/12/2013**

Na apresentação das Demonstrações Financeiras comparativas de 31 de dezembro de 2012 e 01 de janeiro de 2012 foram efetuados ajustes visando apresentar, retrospectivamente, os efeitos das adoções dos CPC 33 (R1) e CPC 19 (R2), com vigência a partir de 1º de janeiro de 2013. Além dos ajustes dos CPC's, também ocorreram reclassificações de saldos nas Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2012 e 01 de janeiro de 2012 para melhor comparabilidade com as Demonstrações Financeiras de 31 de dezembro de 2013. Tais ajustes seguem apresentados nos quadros abaixo:

**Balanço Patrimonial em 1º de janeiro de 2012 – Controladora.**

	Saldos divulgados em 31/12/2011	Perdas atuariais (CPC 33 (R1)) (i)	Direito de Uso de Bem Público (CPC 23) (iv)	Saldos ajustados em 01/12/2012
<b>Ativo Circulante</b>	<b>49.798</b>			<b>49.798</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	3.467			3.467
Contas a Receber	27.480			27.480
Estoques	1.557			1.557
Tributos e Contribuições Compensáveis	5.809			5.809
Demais Créditos	11.485			11.485
<b>Ativo não Circulante</b>	<b>604.277</b>	<b>(69.344)</b>	<b>(394)</b>	<b>534.539</b>
Depósitos e Bloqueios Judiciais	74			74
Ativos Mantidos para Venda	2.850			2.850
Demais Créditos	66			66
Investimentos	589.467	(69.344)	(394)	519.729
Imobilizado	11.819			11.819
Intangível	1			1
<b>Ativo Total</b>	<b>654.075</b>	<b>(69.344)</b>	<b>(394)</b>	<b>584.337</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>18.183</b>			<b>18.183</b>
Fornecedores	7.795			7.795
Obrigações Tributárias	1.597			1.597
Empréstimos e Financiamentos	1.355			1.355
Obrigações Societárias	14			14
Obrigações Sociais e Trabalhistas	1			1
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	7.196			7.196
Demais Obrigações	225			225
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>117.577</b>			<b>117.577</b>
Passivo Fiscal Diferido	97.577			97.577
Demais Obrigações	20.000			20.000
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>518.315</b>	<b>(69.344)</b>	<b>(394)</b>	<b>448.577</b>
Capital Social	342.056			342.056
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	11.994			11.994
Ajuste de Avaliação Patrimonial	187.970	(69.344)		118.626
Reserva de Lucros	29.600			29.600
Prejuízos Acumulados	(53.305)		(394)	(53.699)
<b>Passivo Total</b>	<b>654.075</b>	<b>(69.344)</b>	<b>(394)</b>	<b>584.337</b>

**Balanço Patrimonial em 31 de dezembro de 2012 – Controladora:**

	Saldos divulgados em 31/12/2012	Perdas atuariais (CPC 33 (R1)) (i)	Direito de Uso de Bem Público (CPC 23) (iv)	Saldos representados em 01/12/2013
<b>Ativo Circulante</b>	<b>112.995</b>			<b>112.995</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	88.787			88.787
Contas a Receber	3.348			3.348
Estoques	929			929
Tributos e Contribuições Compensáveis	8.661			8.661
Demais Créditos	11.270			11.270
<b>Ativo não Circulante</b>	<b>885.788</b>	<b>(165.240)</b>	<b>(608)</b>	<b>719.940</b>
Depósitos e Bloqueios Judiciais	4.467			4.467
Demais Créditos	255			255
Investimentos	866.197	(165.240)	(608)	700.349
Imobilizado	14.869			14.869
<b>Ativo Total</b>	<b>998.783</b>	<b>(165.240)</b>	<b>(608)</b>	<b>832.935</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<b>31.941</b>			<b>31.941</b>
Fornecedores	2.972			2.972
Obrigações Tributárias	1.676			1.676
Empréstimos e Financiamentos	16.962			16.962
Obrigações Societárias	574			574
Obrigações Sociais e Trabalhistas	127			127
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	9.244			9.244
Demais Obrigações	386			386
<b>Passivo Não Circulante</b>	<b>374.981</b>			<b>374.981</b>
Passivo Fiscal Diferido	97.269			97.269
Empréstimos e Financiamentos	65.712			65.712
Demais Obrigações	212.000			212.000
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>591.861</b>	<b>(165.240)</b>	<b>(608)</b>	<b>426.013</b>
Capital Social	342.056			342.056
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	11.969			11.969
Ajuste de Avaliação Patrimonial	206.565	(165.240)		41.325
Reserva de Lucros	2.050			2.050
Prejuízos Acumulados			(608)	(608)
Dividendos Adicionais Propostos	29.221			29.221
<b>Passivo Total</b>	<b>998.783</b>	<b>(165.240)</b>	<b>(608)</b>	<b>832.935</b>

**Balanço Patrimonial em 01 de janeiro de 2012 – Consolidado**

	Saldos divulgados em 31/12/2011	Ajustes			Saldos ajustados em 01/12/2012
		Perdas atuariais (CPC 33 (R1)) (i)	Investimento Controlado em Conjunto (CPC 19 (R2)) (ii)	Reclassificação (iii)	
<b>Ativo Circulante</b>	<b>457.284</b>			<b>(616)</b>	<b>456.668</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	66.748			(6.130)	60.618
Contas a Receber	306.169			42	306.211
Estoques	9.108				9.108
Tributos e Contribuições Compensáveis	24.242				24.242
Demais Créditos	51.017			760	51.777
<b>Ativo não Circulante</b>	<b>1.713.001</b>			<b>(33.548)</b>	<b>1.679.453</b>
Aplicações Financeiras	10.371			(1.613)	8.758
Contas a Receber	117.568				117.568
Depósitos e Bloqueios Judiciais	5.499				5.499
Tributos e Contribuições Compensáveis	15.955				15.955
Ativos Mantidos para Venda	278.965				278.965
Ativo Financeiro Idenizável	374.965				374.965
Demais Créditos	16.969				16.969
Investimentos	311.208			47.391	358.599
Imobilizado	193.114			(79.215)	113.899
Intangível	388.387			(111)	388.276
<b>Ativo Total</b>	<b>2.170.285</b>			<b>(34.364)</b>	<b>2.135.921</b>

	Saldos divulgados em 31/12/2011	Ajustes			Saldos ajustados em 01/12/2012
		Perdas atuariais (CPC 33 (R1)) (i)	Investimento Controlado em Conjunto (CPC 19 (R2)) (ii)	Reclassificação (iii)	
<b>Passivo Circulante</b>	<b>657.765</b>			<b>(5.315)</b>	<b>652.450</b>
Fornecedores	155.447			1.387	156.834
Obrigações Tributárias	121.542			(151)	121.391
Contribuição de Iluminação Pública					58.015
Encargos Regulatórios	122.412			(112)	64.285
Empréstimos e Financiamentos	127.599			(2.776)	124.823
Obrigações Societárias	17.495				17.495
Obrigações Sociais e Trabalhistas	22.725			(9)	22.716
Benefícios Pós Emprego	53.082				53.082
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	11.519				11.519
Demais Obrigações	25.944			(3.654)	22.290
<b>Passivo não Circulante</b>	<b>766.489</b>	<b>69.344</b>		<b>(28.655)</b>	<b>807.178</b>
Passivo Fiscal Diferido	110.589				110.589
Empréstimos e Financiamentos	297.884			(28.659)	269.225
Benefícios Pós Emprego	199.502	69.344			268.846
Encargos Regulatórios	92.037				92.037
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	36.426				36.426
Demais Obrigações	30.051			4	30.055
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>746.031</b>	<b>(69.344)</b>		<b>(394)</b>	<b>676.293</b>
<b>Atribuível ao acionista controlador</b>	<b>518.315</b>	<b>(69.344)</b>		<b>(394)</b>	<b>448.577</b>
Capital Social	342.056				342.056
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	11.994				11.994
Ajuste de Avaliação Patrimonial	187.970	(69.344)			118.626
Reserva de Lucros	29.600				29.600
Prejuízos Acumulados	(53.305)			(394)	(53.699)
<b>Atribuível aos acionistas não controladores</b>	<b>227.716</b>				<b>227.716</b>
<b>Passivo Total</b>	<b>2.170.285</b>			<b>(34.364)</b>	<b>2.135.921</b>

**Balanço Patrimonial em 31 de dezembro de 2012 – Consolidado**

	Saldos divulgados em 31/12/2012	Ajustes			Saldos ajustados em 01/01/2013
		Perdas atuariais (CPC 33 (R1)) (i)	Investimento Controlado em Conjunto (CPC 19 (R2)) (ii)	Reclassificação (iii)	
<b>Ativo Circulante</b>	<b>570.535</b>			<b>(2.285)</b>	<b>568.250</b>
Caixa e Equivalentes de Caixa	185.433			(3.143)	182.290
Contas a Receber	308.111			27	308.138
Aplicações Financeiras	9.805				9.805
Estoques	8.540				8.540
Tributos e Contribuições Compensáveis	25.372				25.372
Demais Créditos	33.274			831	34.105
<b>Ativo não Circulante</b>	<b>1.853.883</b>			<b>(30.204)</b>	<b>1.823.679</b>
Aplicações Financeiras	1.722				1.722
Contas a Receber	98.462				98.462
Depósitos e Bloqueios Judiciais	11.768				11.768
Tributos e Contribuições Compensáveis	8.897				8.897
Ativos Mantidos para Venda	1.714				1.714
Ativo Financeiro Idenizável	622.486				622.486
Demais Créditos	1.702				1.702
Investimentos	608.001			51.341	659.342
Imobilizado	198.201			(79.709)	118.492
Intangível	300.930			(114)	300.816
<b>Ativo Total</b>	<b>2.424.418</b>			<b>(32.489)</b>	<b>2.391.929</b>
<b>Passivo Circulante</b>	<				

Impacto no Resultado	31/12/2013	31/12/2012
<b>Cenário Possível - Cenário Provável</b>		
CDI	(3.598)	(3.988)
TJLP	(1.136)	(1.338)
IGPM	(581)	(745)
<b>Cenário Remoto - Cenário Provável</b>		
CDI	(7.197)	(7.976)
TJLP	(2.271)	(2.676)
IGPM	(1.161)	(1.491)
<b>(d) Risco Cambial</b>		
Relativamente à aquisição de energia para revenda, a CEB Distribuição 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 Distribuição S.A. 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 2013, a Administração estimou em um cenário provável que o valor de um dólar americano em 31 de dezembro de 2014 será de R\$ 2,4100 (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 2014 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 2013. Ressaltar-se que o comportamento do saldo da dívida respeitará seus respectivos contratos. Assim, foi confeccionada análise dos efeitos nas compra de energia de Itaipu, advindos de eventual elevação no câmbio em relação a 31 de dezembro de 2013.		

O CPC 33 (R1) excluiu a opção de utilização do "método corredor" no reconhecimento dos ganhos e perdas atuariais dos planos de benefícios definidos. A partir da adoção do novo pronunciamento os ganhos e perdas atuariais passaram a ser reconhecidos, integralmente, no patrimônio líquido (outros resultados abrangentes) na controlada CEB Distribuição S.A. Em 1º de janeiro de 2013, o efeito reflexo na controladora relativo às perdas reconhecidas sobre o plano de previdência e o plano Assistencial totalizou R\$ 165.240 (R\$ 4.816 do plano de previdência e R\$ 160.424 do plano assistencial). Sobre o valor das perdas atuariais não foram reconhecidos ativos fiscais diferidos, pois a controlada CEB Distribuição S.A. não vem apresentando histórico de rentabilidade e lucro tributável sustentável que justifique o registro destes créditos tributários.

(ii) **Empreendimento controlado em conjunto**

O CPC 19 (R2) eliminou a prática da consolidação proporcional dos empreendimentos controlados em conjunto. A partir da adoção do novo pronunciamento, os empreendimentos controlados em conjunto passaram a ser avaliados exclusivamente pelo método da equivalência patrimonial. A Companhia possui participação em empreendimento controlado em conjunto na empresa Energética Corumbá III S/A.

(iii) **Reclassificações**

Itens	Demonstrações Contábeis	Saldos em 31/12/2012		Saldos em 01/01/2012	Rubrica reclassificada	
		Controladora	Consolidado	Consolidado	De	Para
Contribuição de Iluminação Pública (a)						
	BP	45.299		58.015	Encargos Regulatórios	Contribuição de Iluminação Pública
Serviços de Terceiros (b)						
	DRE		(27.954)		Despesas Gerais e Administrativas	Custo dos Serviços Prestados – Custo da Operação
Pessoal (c)						
	DRE, DVA	5.448	5.445		Natureza - Serviços de Terceiros	Natureza - Pessoal

**a) Balanço Patrimonial**

A rubrica Contribuição de Iluminação Pública esta sendo reclassificada de Encargos Regulatórios para uma linha específica no Balanço Patrimonial devido a sua natureza não ser caracterizada como um encargo regulatório. A Contribuição de Iluminação Pública é uma taxa cobrada dos consumidores e que é repassada ao Governo do Distrito Federal – GDF, sendo a CEB o agente responsável pelo faturamento e repasse dos valores arrecadados ao GDF.

**b) Demonstração do Resultado**

Os serviços classificados na natureza de Serviços de Terceiros ligados ao Custo dos Serviços Prestados vinham sendo classificados na função Despesas Gerais e Administrativas, após análises destes serviços, verificou-se que a classificação adequada para estes serviços é na função Custos dos Serviços Prestados – Custo da Operação. Esta reclassificação visa uma melhor apresentação tanto para fins societários como gerencial.

**c) Demonstração do Valor Adicionado**

A reclassificação entre as naturezas de pessoal e serviços de terceiro ocorreu para a uniformização dos procedimentos de classificação dos custos/despesas com pessoal que vinham sendo classificados pelas controladas em desacordo com o plano de contas do Setor Elétrico. Nestes custos/despesas com pessoal estão incluídos: empregados em comissão, pessoal cedido pela CEB Distribuição S.A. às controladas e pessoal requisitado de outros órgãos. Na demonstração do resultado, houve alteração apenas nas naturezas sem afetar os valores já registrados nas funções.

(iv) **Direito de Bens de Uso Público - (CPC 23)**

A Controlada em Conjunto Energética Corumbá III S.A. aplicou o CPC 23 com o intuito de regularização dos saldos contábeis do Direito de Uso do Bem Público (UBP) em seu ativo intangível pela caracterização do direito de uso das concessões como sendo não executória, realizando o reconhecimento da obrigação do pagamento da UBP com a respectiva baixa progressiva de seus pagamentos e apropriação dos encargos, ajustados a valor presente.

## 4. INSTRUMENTOS FINANCEIROS E GESTÃO DE RISCO

### 4.1. Fatores de risco

A Administração da CEB e de suas controladas têm 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 efetuem 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 Distribuição. 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 a concessionárias riscos mínimos de sofrer perdas decorrentes de inadimplência de seus 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, negatização de débitos e acompanhamento e negociação permanente das posições em aberto.

**(b) Risco de liquidez**

O Grupo, em especial a CEB Distribuição, 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 informações contábeis intermediárias 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 financeiros 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
<b>Passivos financeiros não Derivativos (consolidado)</b>						

Fornecedores	348.653	303.328	40.773	4.552		
Obrigações Tributárias	385.057	178.663	60.572	145.822		
Encargos Regulatórios	168.209	15.600	24.701	29.919	97.989	
Empréstimos e Financiamentos	261.348	73.650	45.557	72.318	54.032	15.790
Obrigações Societárias	32.233	32.233	-	-		
Obrigações Sociais e Trabalhistas	37.544	17.562	17.562	2.420		
Benefícios Pós Emprego	352.745	33.038	33.038	45.953	137.859	102.858
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	71.832	2.425	2.425	5.908	61.074	
Demais Obrigações	234.446	16.176	218.270			
<b>Total</b>	<b>1.892.067</b>	<b>672.674</b>	<b>224.628</b>	<b>525.162</b>	<b>350.955</b>	<b>118.648</b>

**(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.

Conseqüentemente, 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 e IGPM. A Companhia estima que, em um cenário provável em 31 de dezembro de 2014, as taxas CDI, TJLP e IGPM serão de 11,05%, 5,00% e 5,77%, 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
		13,81%	6,25%	7,50%
CDI				16,58%
TJLP				7,50%
IGP-M				8,66%

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

Alta do CDI	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2013			
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%	
		11,05%	13,81%	16,58%	
	130.256	144.649	148.248	151.846	
<b>Efeito da Variação do CDI</b>		(14.393)	(17.992)	(21.590)	

Alta do CDI	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2012			
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%	
		7,06%	8,83%	10,59%	
	225.948	241.900	245.888	249.876	
<b>Efeito da Variação do CDI</b>		(15.952)	(19.940)	(23.928)	

Alta da TJLP	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2013			
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%	
		5,00%	6,25%	7,50%	
	90.842	95.384	96.520	97.655	
<b>Efeito da Variação da TJLP</b>		(4.542)	(5.678)	(6.813)	

Alta da TJLP	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2012			
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%	
		5,00%	6,25%	7,50%	
	107.030	112.382	113.719	115.057	
<b>Efeito da Variação da TJLP</b>		(5.352)	(6.689)	(8.027)	

Alta do IGPM	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2013			
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%	
		5,77%	7,21%	8,66%	
	40.250	42.572	43.153	43.734	
<b>Efeito da Variação do IGPM</b>		(2.322)	(2.903)	(3.484)	

Alta do IGPM	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2012			
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%	
		4,96%	6,20%	7,44%	
	60.112	63.094	63.839	64.584	
<b>Efeito da Variação do IGPM</b>		(2.982)	(3.727)	(4.472)	

Impactos no Resultado	31/12/2013	31/12/2012
<b>Cenário Possível - Cenário Provável</b>		
CDI	(3.598)	(3.988)
TJLP	(1.136)	(1.338)
IGPM	(581)	(745)
<b>Cenário Remoto - Cenário Provável</b>		
CDI	(7.197)	(7.976)
TJLP	(2.271)	(2.676)
IGPM	(1.161)	(1.491)
<b>(d) Risco Cambial</b>		
Relativamente à aquisição de energia para revenda, a CEB Distribuição 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 Distribuição S.A. 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 2013, a Administração estimou em um cenário provável que o valor de um dólar americano em 31 de dezembro de 2014 será de R\$ 2,4100 (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 2014 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 2013. Ressaltar-se que o comportamento do saldo da dívida respeitará seus respectivos contratos. Assim, foi confeccionada análise dos efeitos nas compras de energia de Itaipu, advindos de eventual elevação no câmbio em relação a 31 de dezembro de 2013.		

Alta do dólar	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2013		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
		2,3400	2,4100	3,0125
	22.677	23.355	29.194	35.033
<b>Efeito da Variação do Dólar</b>		(678)	(6.517)	(12.356)

Alta do dólar	Exposição (R\$ mil)	Cenários Projetados – Base 31/12/2012		
		Provável	Possível - 25%	Remoto - 50%
		2,0446	2,05000	2,56250
	19.152	19.203	24.003	28.804
<b>Efeito da Variação do Dólar</b>		(51)	(4.851)	(9.652)

Impactos no Resultado	31/12/2013		31/12/2012
<b>Cenário Possível - Cenário Provável</b>			
Dólar		(5.839)	(4.801)
<b>Cenário Remoto - Cenário Provável</b>			
Dólar		(11.678)	(9.601)

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:

	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Total dos empréstimos (Nota 19)	308.344	393.090	394.048
Menos: caixa e equivalentes de caixa (Nota 5)	(96.786)	(182.290)	(65.130)
<b>Dívida líquida</b>	<b>211.558</b>	<b>210.800</b>	<b>328.918</b>
Total do patrimônio líquido	263.690	426.013	448.577
<b>Total do capital</b>	<b>475.248</b>	<b>636.813</b>	<b>777.495</b>
<b>Índice de alavancagem financeira - %</b>	<b>44,52</b>	<b>33,10</b>	<b>42,30</b>

### 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

Continuação de (b) Valores a receber por idade de vencimento

Classes de Consumidor	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total 31/12/2013	Total 31/12/2012	Total 01/01/2012
Residencial	26.483	36.750	13.562	76.795	86.077	88.328
Poder Público	12.487	11.842	26.670	50.999	84.079	72.538
Iluminação Pública	5.872	6.183	25.999	38.054	32.552	52.965
Serviço Público	5.967	1.385	1.239	8.591	6.395	7.645
Industrial	2.888	1.588	1.119	5.595	8.857	9.585
Rural	1.085	1.539	1.349	3.973	6.408	7.324
<b>Subtotal Consumidores</b>	<b>75.128</b>	<b>84.130</b>	<b>102.651</b>	<b>261.909</b>	<b>289.443</b>	<b>318.322</b>
Fornecimento Não Faturado	87.166			87.166	97.694	89.326
Serviços Prestados a Terceiros	264	1.838	20.514	22.616	22.242	27.480
Energia Elétrica Curto Prazo - CCEE	17.710			17.710	29.806	
Acordo CAESB (Nota 4e)	10.134			10.134	15.615	
Concessionárias e Permissonárias	4.520	459	447	5.426	5.928	6.921
Parcelamentos a Faturar CP e LP	4.984			4.984	5.998	28.843
Serviço Taxado	257	331	525	1.113	1.374	1.563
Acréscimo Moratório Conta de Energia						47.378
Outros				1.360	1.519	764
Arrecadação a Classificar				(4.647)	(1.251)	(6.928)
<b>TOTAL</b>	<b>200.163</b>	<b>86.758</b>	<b>124.137</b>	<b>407.771</b>	<b>468.368</b>	<b>518.971</b>
Prov. Crédito Liquidação Duvidosa				(44.834)	(61.768)	(95.192)
<b>CONTAS A RECEBER LÍQUIDO</b>	<b>200.163</b>	<b>86.758</b>	<b>124.137</b>	<b>362.937</b>	<b>406.600</b>	<b>423.779</b>

A redução do saldo do Contas a Receber em 31 de dezembro de 2013 foi impactada substancialmente pelos seguintes fatos:

- (i) Baixa de contas a receber para perdas no montante de R\$ 32.923 em contrapartida da baixa da provisão para créditos de liquidação duvidosa;
- (ii) Redução da receita não faturada motivada pela redução na tarifa em razão da Lei 12.783/2012;
- (iii) Arrecadação referente à energia de curto prazo junto à Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE no montante de R\$ 26.394, recebido em janeiro e fevereiro de 2013; e
- (iv) Baixa para perdas no montante de R\$ 38.559, relativo a créditos do Governo do Distrito Federal vencidos há mais de 360 dias e considerados como incobráveis.

**(c) Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa**

A provisão para crédito 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. Engloba os recebíveis faturados e as estimativas dos valores não 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		
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
	Reapresentado		Reapresentado		
<b>Poder Público</b> - Vencidos há mais de 360 dias	20.013	19.472	41.580	78.649	59.380
<b>Iluminação Pública</b> - Vencidos há mais de 360 dias			25.818	25.846	41.522
<b>Residencial</b> - Vencidos há mais de 90 dias			12.647	16.574	33.757
<b>Comercial</b> - Vencidos há mais de 180 dias			9.841	18.365	48.786
<b>Serviço Público</b> - Vencidos há mais de 360 dias			1.229	1.230	1.232
<b>Industrial</b> - Vencidos há mais de 360 dias			769	1.775	2.727
<b>Rural</b> - Vencidos há mais de 360 dias			504	2.183	4.819
<b>Concessionários</b> - Vencidos há mais de 360 dias			77	1.853	2.327
<b>Governo Distrito Federal</b> - Acionista controlador não provisionado	(1.119)	(578)	(47.631)	(84.707)	(99.358)
<b>Total</b>	<b>18.894</b>	<b>18.894</b>	<b>44.834</b>	<b>61.768</b>	<b>95.192</b>

Em dezembro de 2012, a CEB registrou provisão para 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 nota de empenho e ordem de serviço autorizando a execução da obra. A CEB vem discutindo o assunto junto a Secretaria de Estado de Obras do Governo do Distrito Federal e enviando esforço no sentido de a dívida seja reconhecida e liquidada pelo Órgão do GDF.

A movimentação da provisão para crédito de liquidação duvidosa está assim apresentada:

	Controladora	Consolidado
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2010</b>		<b>67.695</b>
Adições		27.497
<b>Saldo em 01 de janeiro de 2012</b>		<b>95.192</b>
Adições	18.894	34.647
Baixas		(17.575)
Reversão PDD Brasil Telecom		(15.814)
Reversão Lei Nº 9.430		(34.683)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>18.894</b>	<b>61.767</b>
Adições		17.543
Baixa para perda - Lei 9.430/96		(32.923)
Reversões		(1.553)
<b>Saldo em dezembro de 2013</b>	<b>18.894</b>	<b>44.834</b>

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.

No decorrer do exercício encerrado em 31 de dezembro de 2013, a CEB D reconheceu como perdas o montante de R\$ 32.923, fruto da conclusão dos ajustes e parametrizações feitos no sistema de faturamento, por fatura, dos consumidores inadimplentes. Outros critérios baseados na referida Lei e determinados pela Administração, estão em fase de adequações e desenvolvimento para num curto prazo serem aplicados.

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

Os créditos devidos pelo Governo do Distrito Federal e não provisionados conforme quadro acima são representados pelos valores a receber de entidades e órgãos da administração pública do Distrito Federal cujo valor total monta em R\$ 110.484 em 31 de dezembro de 2013 (R\$ 106.847 em 31 de dezembro de 2012) compostos por fornecimento de energia elétrica, serviços de manutenção e obras de iluminação pública, multa, juros e atualização monetária incidente sobre faturas pagas em atraso no período de 2001 a 2005. Com base na análise das perspectivas de recebimento desses créditos, a Companhia procedeu a baixa no montante de R\$ 38.559.

A Administração, com base no atual estágio de cobrança e negociação dos referidos valores, principalmente com o seu controlador, o Governo do Distrito Federal, considera não necessária a constituição de provisão para perdas. A realização desses créditos depende do sucesso dos processos de cobrança e negociações que estão em andamento, e os mencionados créditos podem ser liquidados por valores diferentes daqueles que estão registrados. Os débitos da Companhia de Água e Esgoto de Brasília – CAESB descritos no item (e) Acordo realizado com o Governo do Distrito Federal foram retirados do quadro abaixo.

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

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Saldos Vincendos	264	1.997	1.039	18.005	19.043	18.347
Vencidos até 90 dias	1.838	228	1.863	23.435	1.134	2.606
Vencidos de 91 a 360 dias	501	545	1.676	21.413	1.963	7.580
Vencidos há mais de 360 dias	1.119	578	22.902	47.631	84.707	122.260
<b>Total</b>	<b>3.722</b>	<b>3.348</b>	<b>27.480</b>	<b>110.484</b>	<b>106.847</b>	<b>150.793</b>

Créditos a receber do GDF vencidos há mais de 360 dias, sem provisão:	Controladora			Consolidado		
	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Secretarias de Governo do Distrito Federal	219	207	18.983	15.976	54.261	71.853
Administrações Regionais	696	167	3.749	27.921	29.133	48.661
Empresas do GDF	134	100	2.358	1.113	1.079	
Outras	70	70	70	1.376	200	667
<b>Total</b>	<b>1.119</b>	<b>578</b>	<b>22.902</b>	<b>47.631</b>	<b>84.707</b>	<b>122.260</b>

**(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 2013:

<b>Valor original do débito</b>	<b>14.800</b>
Encargos Financeiros	7.539
<b>Valor dívida reconhecida</b>	<b>22.339</b>
Encargos a transcorrer	5.898
<b>Valor do parcelamento na data Acordo</b>	<b>28.237</b>
Amortização	(17.060)
Ajuste a Valor Presente	(1.043)
<b>Valor parcelamento em 31 de dezembro de 2013</b>	<b>10.134</b>
<b>Circulante</b>	<b>6.066</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>4.068</b>

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**

**(a) Resumo dos Tributos e Contribuições Compensáveis**

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Imposto de Renda e Contribuição Social a Compensar (b)	7.280	7.653	5.243	24.082	15.394	22.718
Outros Tributos e Contribuições Compensáveis (b)	1.011	1.008	566	27.424	18.875	17.479
<b>Total</b>	<b>8.291</b>	<b>8.661</b>	<b>5.809</b>	<b>51.506</b>	<b>34.269</b>	<b>40.197</b>
<b>Circulante</b>	<b>8.291</b>	<b>8.661</b>	<b>5.809</b>	<b>29.307</b>	<b>25.372</b>	<b>24.242</b>
<b>Não Circulante</b>				<b>22.199</b>	<b>8.897</b>	<b>15.955</b>

**(b) Imposto de Renda e Contribuição Social a Compensar**

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Imposto de Renda Pessoa Jurídica - IRPJ	3.415	2.797	2.040	15.457	8.209	13.068
Contribuição Social Sobre o Lucro Líquido - CSLL	668	815	573	5.248	3.094	6.972
Imposto de Renda Retido na Fonte - IRRF	3.197	4.041	2.630	3.377	4.091	2.678
<b>Total</b>	<b>7.280</b>	<b>7.653</b>	<b>5.243</b>	<b>24.082</b>	<b>15.394</b>	<b>22.718</b>
<b>Circulante</b>	<b>7.280</b>	<b>7.653</b>	<b>5.243</b>	<b>24.082</b>	<b>15.394</b>	<b>16.176</b>
<b>Não Circulante</b>						<b>6.542</b>

**(c) Outros Tributos e Contribuições Compensáveis**

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços de Transportes Estaduais, Intermunicipais e de Comunicações – ICMS				23.264	16.303	16.103
Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social – COFINS			18	840		42
Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS	80	77		2.113	1.493	134
Programa de Integração Social - PIS	387	387	4	569	387	10
Contribuição Provisória sobre Movimentação Financeira - CPMF	544	544	544	544	544	544
Outros				94	148	646
<b>Total</b>	<b>1.011</b>	<b>1.008</b>	<b>566</b>	<b>27.424</b>	<b>18.875</b>	<b>17.479</b>
<b>Circulante</b>	<b>1.011</b>	<b>1.008</b>	<b>566</b>	<b>5.225</b>	<b>9.978</b>	<b>8.066</b>
<b>Não Circulante</b>				<b>22.199</b>	<b>8.897</b>	<b>9.413</b>

Os valores relativos ao Imposto de Renda e Contribuição Social referem-se às antecipações feitas no período com 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 Distribuição S.A são passíveis de ser compensados com os débitos do ICMS sobre faturamento, nos termos e critérios estabelecidos pela legislação fiscal vigente.

**(d) Ativos Fiscais Diferidos não Reconhecidos**

A Companhia e sua Controlada CEB Distribuição S.A. 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 2013:

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Contingências Regulatórias			20.835	11.176
Contingências Cíveis			2.104	2.637
Contingências Trabalhistas	23	23	2.302	1.753
Contingências Fiscais	2.772		2.772	3.087
Provisão para Participação nos Lucros e Resultados			623	1.437
Devedores Duvidosos	6.400	6.400	15.591	22.369
Perda Atuarial dos Planos de Benefícios Pós-Emprego			13.425	37.804
Prejuízo Fiscal e Base Negativa	34.723	35.278	34.723	35.278
Outras Provisões			3.438	32.351
<b>Total</b>			<b>43.917</b>	<b>44.787</b>
			<b>95.813</b>	<b>147.891</b>

**8. DEMAIS CRÉDITOS**

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Alienação de Bens						38.955
Serviços em Curso (a)	4.662			22.117	5.421	5.358
Dividendo/JSCP s a Receber	11.539	10.436	10.663	10.256	9.789	803
Desativações em Curso (b)				6.754	5.732	8.161
Previdência Privada dos Empregados				4.888	2.913	2.928
Despesas Pagas Antecipadamente			5	3.537	6.510	5.679
Crédito com Empregados	13	16		1.435	793	651
Títulos de Crédito a Receber (c)				1.160	1.179	1.202
Aportes da CDE – Decreto 7.945/2013 (d)				621		
Coligadas e Controladas	128	255	66			
Outros Créditos	817	818	817	2.025	3.630	5.009
<b>Total</b>	<b>17.159</b>	<b>11.525</b>	<b>11.551</b>	<b>52.793</b>	<b>35.807</b>	<b>68.746</b>
<b>Circulante</b>	<b>17.031</b>	<b>11.270</b>	<b>11.485</b>	<b>50.959</b>	<b>34.105</b>	<b>51.777</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>128</b>	<b>255</b>	<b>66</b>	<b>1.834</b>	<b>1.702</b>	<b>16.969</b>

(a) 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.

(b) Refere-se ao valor das desativações dos bens anteriormente em serviço, cujo valor dos itens, quando desativados, é classificado pelo seu valor residual nesta rubrica. Tais bens são classificados nesta conta até que sua

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	
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2011</b>	257.306	115.585	81.164	47.785	44.061	12.673	413	558.987
Equivalência Patrimonial Reflexa - PL de Controladas e Coligadas (69.344)				(394)				(69.348)
<b>Saldo Ajustado em 1º de janeiro de 2012</b>	187.962	115.585	81.164	47.391	44.061	12.673	413	489.249
Dividendos / Juros sobre Capital Próprio (13.770)	(13.770)	(224)	(224)	(1.265)	(743)	(6.743)		(22.745)
Resultado de Equivalência Patrimonial 37.016	19.802	2.348	4.843	4.542	7.282		(74)	75.759
Equivalência Patrimonial Reflexa - PL de Controladas e Coligadas (95.896)								(95.896)
Aumento de Capital 230.000			18.156	401	496			230.401
Ganho/(Perda) na Variação de Percentual Outros (28)				(28)				18.624
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	359.082	121.589	101.444	51.342	48.356	13.212	339	695.364
Dividendos / Juros sobre Capital Próprio (15.676)	(15.676)	(1.803)	(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/(Perda) na Variação de Percentual Outros 16				16				16
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	220.937	127.132	118.619	55.353	50.885	13.943	324	587.193

Investidas	Consolidado			
	Investco S.A.	Corumbá Concessões S.A.	Energética Corumbá III S.A.	Total
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2011</b>	217.094	81.164	47.785	346.043
Equivalência Patrimonial Reflexa - PL de Controladas e Coligadas (394)				(394)
<b>Saldo Ajustado em 1º de janeiro de 2012</b>	217.094	81.164	47.391	345.649
Dividendos / Juros sobre Capital Próprio (13.992)			(234)	(1.265)
Resultado de Equivalência Patrimonial 18.858			(843)	4.843
Transferência do Método de Custo para MEP 7.969				7.969
Aumento de Capital 401				401
Ganho/(Perda) na Variação de Percentual Outros (52)			18.651	(28)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	221.908	106.707	51.342	379.957
Dividendos / Juros sobre Capital Próprio (14.705)			(1.203)	(17.740)
Resultado de Equivalência Patrimonial 16.040			19.963	4.622
Aumento de Capital 576				576
Ganho/(Perda) na Variação de Percentual Outros 16				16
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	223.243	124.838	55.353	403.434

(c) Propriedade para Investimento

Em 31 de dezembro de 2012, a Controlada CEB D transferiu o imóvel localizado no Setor Noroeste SAI Norte PR 155/1/DF, que estava registrado na rubrica "Ativos Mantidos para Venda" para a rubrica "Propriedade para Investimento". Esta transferência atende 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. Em agosto de 2012, a controlada CEB D realizou avaliação do imóvel a preço de mercado e conforme laudo emitido pela Câmara de Valores Imobiliários do Distrito Federal, o valor de mercado do imóvel é de R\$ 301.287. A Companhia entende que este valor avaliado está de acordo com a expectativa de mercado.

Em 31 de dezembro 2013, a Companhia transferiu os ativos que estavam registrados na rubrica de Ativos Mantidos para Venda no montante de R\$ 1.714 para Propriedade para Investimento. A transferência ocorreu devido a não realização da venda nos prazos e condições estabelecidas pelo CPC 31. Em 25 de maio de 2013, foi realizada uma avaliação do Terreno localizado à QI 10 Lote 38, Setor Industrial por empresa especializada que apurou um valor de mercado de R\$ 20.875.

Imóveis	Localidade	Tamanho	Consolidado	
			31/12/2013	31/12/2012
Terreno	Setor Noroeste SAI Norte PR 155/1/DF (a)	284.160 m²	274.400	274.400
Terreno	Setor Residencial de Indústria e Abastecimento (SRIA) QI 20 Lote M - Guará	1.200 m²	20	
Terreno	Setor de Habitações Individuais Sul (SHIS) Trecho 04 Quadra 10 - Lago Sul	1.600 m²	126	
Terreno	Edificações da QI 10 Lote 25 a 38 - Setor Industrial, Taguatinga	1.040 m²	673	
Terreno	QI 10 Lote 38 Setor Industrial - Taguatinga	10.500 m²	896	
<b>Total</b>			<b>276.115</b>	<b>274.400</b>

(d) Participação de acionistas não controladores

O total da participação dos acionistas não controladores no patrimônio líquido da Companhia é de R\$ 234.418, dos quais R\$ 218.837 são atribuíveis aos acionistas não controladores da CEB Lajeado S.A. e R\$ 1.581 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.

Balanco Patrimonial	31/12/2013	31/12/2012
<b>Circulante</b>	<b>54.303</b>	<b>45.407</b>
Caixa e equivalentes de caixa	32.233	21.633
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	11.720	10.366
Empréstimos e Financiamentos		551
Juros sobre Capital Próprio a Receber	7.220	8.270
Demais Créditos	3.130	4.587
<b>Não Circulante</b>	<b>341.855</b>	<b>427.605</b>
Empréstimos e Financiamentos		83.420
Títulos a Receber - Investco S.A.	1.160	1.179
Cauções em Garantia CCEE	5.246	3.129
Demais Créditos	330	201
Investimentos	223.243	221.908
Imobilizado	25	31
Intangível	111.851	117.737
<b>Total de Ativo</b>	<b>396.158</b>	<b>473.012</b>
<b>Circulante</b>	<b>36.190</b>	<b>56.220</b>
Fornecedores	1.285	4.699
Tributos e Contribuições Sociais	10.770	7.547
Empréstimos e Financiamentos		17.332
Obrigações Societárias	15.463	17.391
Demais Obrigações	8.672	9.251
<b>Não Circulante</b>	<b>66.736</b>	<b>66.736</b>
Empréstimos e Financiamentos		66.736
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>359.968</b>	<b>350.056</b>
<b>Total Passivo</b>	<b>396.158</b>	<b>473.012</b>
<b>Demonstração de Resultado</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
Receita Operacional Líquida	112.758	110.661
Custo com Energia (22.273)		(15.830)
Custos de Operação (43.197)		(55.062)
Despesas Operacionais (9.056)		(8.970)
Resultado de Equivalência Patrimonial 16.040		18.857
Despesas Financeiras, Líquidas 1.772		144
Imposto de Renda/Contribuição Social (13.952)		(10.457)
Partes Beneficiárias (4.209)		(3.934)
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>37.883</b>	<b>35.409</b>

(ii) Companhia Brasileira de Gás - CEBGAS

Balanco Patrimonial	31/12/2013	31/12/2012
<b>Circulante</b>	<b>957</b>	<b>1.050</b>
Caixa e equivalentes de caixa	696	782
Contas a Receber	168	178
Demais Créditos	93	90
<b>Não Circulante</b>	<b>1.265</b>	<b>1.532</b>
Demais Créditos	15	18
Imobilizado	10	18
Diferido	1.105	1.367
Intangível	135	129
<b>Total de Ativo</b>	<b>2.222</b>	<b>2.582</b>
<b>Circulante</b>	<b>317</b>	<b>586</b>
Fornecedores	235	500
Tributos e Contribuições Sociais	45	53
Folhas de Pagamento	33	29
Demais Obrigações	4	4
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>1.905</b>	<b>1.996</b>
<b>Total Passivo</b>	<b>2.222</b>	<b>2.582</b>
<b>Demonstração de Resultado</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>
Receita Operacional Líquida	4.390	5.008
Custo dos Serviços Prestados (4.029)		(4.565)
Despesas Operacionais (930)		(922)
Receitas Financeiras, Líquidas 28		42
<b>Prejuízo do Exercício</b>	<b>(541)</b>	<b>(437)</b>

(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	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
<b>Circulante</b>	<b>15.908</b>	<b>12.285</b>	<b>8.127</b>
Caixa e equivalentes de caixa	12.120	8.383	4.313
Consumidores, Concessionárias e Permissionárias	3.160	3.055	3.732
Demais Créditos	628	847	82
<b>Não Circulante</b>	<b>222.040</b>	<b>222.003</b>	<b>220.259</b>
Fundos Vinculados	4.889	4.593	4.303
Demais Créditos	133	308	2
Imobilizado	212.594	212.558	211.244
Intangível	4.424	4.544	4.710
<b>Total de Ativo</b>	<b>237.948</b>	<b>234.288</b>	<b>228.386</b>
<b>Circulante</b>	<b>22.065</b>	<b>22.202</b>	<b>20.120</b>
Fornecedores	160	845	146
Tributos e Contribuições Sociais	461	408	402
Empréstimos e Financiamentos	7.298	7.317	7.401
Dívidas com pessoas ligadas	10.256	9.661	9.603
Demais Obrigações	3.890	3.971	2.568
<b>Não Circulante</b>	<b>68.275</b>	<b>75.177</b>	<b>81.890</b>
Empréstimos e Financiamentos	62.206	69.315	76.424
Bens de Uso Público	6.069	5.862	5.466
<b>Patrimônio Líquido</b>	<b>147.608</b>	<b>136.909</b>	<b>126.376</b>
<b>Total Passivo</b>	<b>237.948</b>	<b>234.288</b>	<b>228.386</b>
<b>Demonstração de Resultado</b>	<b>31/12/2013</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>01/01/2012</b>
Receita Operacional Líquida	33.726	32.127	
Custo com Energia (3.869)		(1.282)	
Custos de Operação (8.538)		(8.538)	
Despesas Operacionais (2.364)		(1.570)	
Despesas Financeiras, Líquidas (5.634)		(6.123)	
Imposto de Renda/Contribuição Social (1.174)		(1.128)	
<b>Lucro Líquido do Exercício</b>	<b>12.326</b>	<b>13.486</b>	

(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:

Balanco Patrimonial	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
<b>Caixa e equivalentes de caixa</b>	<b>442</b>	<b>353</b>	<b>1.212</b>
Outros Créditos	2.240	5.548	5.886
Imobilizado/Intangível	120.554	125.047	129.058
<b>Total de Ativo</b>	<b>123.236</b>	<b>130.948</b>	<b>136.156</b>
Fornecedores	3.888	6.267	6.257
Tributos e Contribuições Sociais	111	120	468
Outras Obrigações	5.364	7.470	8.799
Patrimônio Líquido	113.873	117.091	120.632
<b>Total Passivo</b>	<b>123.236</b>	<b>130.948</b>	<b>136.156</b>

(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 Curso	Total
	Imobilizado em Serviço						
	Terrenos	Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Veículos	Móveis e Utensílios		
<b>Custo do Imobilizado</b>							
<b>Saldo em 1º de dezembro de 2012</b>	13.130	1.098	874	97	148	2	15.349
Adições						828	828
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	13.130	1.098	874	97	148	830	16.177
<b>Depreciação Acumulada</b>							
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>		(129)	(223)	(97)	(31)		(480)
Depreciação (44)		(92)			(48)		(184)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>		(173)	(315)	(97)	(79)		(664)
<b>Imobilizado Líquido - 31/12/2013</b>	13.130	925	559		69	830	15.113
<b>Imobilizado Líquido - 31/12/2012</b>	13.130	969	651		117	2	14.869
<b>Taxas Anuais de Depreciação</b>		2,0% a 4,0%	3,3% a 6,7%	20%	10%		

Eventos	Imobilizado em Serviço							Imobilizado em Curso	Total
	Terrenos	Reservatórios, Barragens e Adutoras	Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	Máquinas e Equipamentos	Veículos	Móveis e Utensílios	Outros		
<b>Custo do Imobilizado</b>									
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2012</b>	11.247	13.418	15.945	46.002	7.384	5.110	143	63.102	162.351
Adições				1.299	5.238	2.293		58.807	67.637
Baixas			(20)	(4.319)		(418)		(61.257)	(66.014)
Transferências	2.850		1.098					(1.098)	2.850
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	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)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>	14.097	13.828	16.599	45.577	15.965	8.072	163	77.043	191.324
<b>Depreciação Acumulada</b>									
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2012</b>	(2.795)	(7.802)	(28.193)	(7.106)	(2.448)	(108)		(48.452)	(3.897)
Depreciação/Amortização (287)		(600)	(1.718)	(799)	(483)	(10)		(4.425)	4.017
Baixas		6	3.611	2	398				
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	(3.082)	(8.396)	(26.300)	(7.903)	(2.533)	(118)			

	Controladora				Consolidado			
	IRPJ		CSLL		IRPJ		CSLL	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
<b>Adições Excepcionárias</b>	2.311	20.897	2.311	20.897	203.247	131.204	203.247	131.204
Reversão de Provisão de Ganho de Capital 2011					33.147	33.147		33.147
Provisão para Riscos Trabalhistas, Cíveis, Fiscais e Regulatórios	2.295	2.003	2.295	2.003	23.658	8.581	23.658	8.581
Provisão de Benefício Pós-Emprego - Assistencial Aposentados					38.193	30.920	38.193	30.920
Provisão de Suprimento/Energia de Curto Prazo					95.136		95.136	
Provisão para Perdas Provisórias					7.791		7.791	
Provisão de Participação nos Lucros/Resultado					1.904		1.904	
Provisão do Contrato de Arrecadação					74	2.939	74	2.939
Provisão para Devedores Duvidosos		18.894		18.894	34.647	17.543	34.647	
Ativos e Passivos Regulatórios - Constituição					5.565		5.565	
Atualização Monetária de Passivos Regulatórios					1.783	306	1.783	306
Atualização Monetária - Superávit de Baixa Renda					7.436	7.080	7.436	7.080
Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos					9.729	5.561	9.729	5.561
Outras Adições	16		16		2.458		2.458	
<b>Exclusões Temporárias</b>	(1.118)	114	(1.118)	114	(347.322)	(109.689)	(347.322)	(109.689)
Reversão de Provisão para Riscos Trabalhistas, Cíveis, Fiscais e Regulatórios	(1.101)		(1.101)		(10.659)	(1.711)	(10.659)	(1.711)
Reversão de Benefício Pós- Emprego Assistencial Aposentados					(35.498)	(35.623)	(35.498)	(35.623)
Reversão de Provisão para Devedores Duvidosos					(33.313)	(68.072)	(33.313)	(68.072)
Reversão de Provisão de Participação nos Lucros					(4.296)		(4.296)	
Reversão de Provisão para Contratos de Arrecadação						(2.399)		(2.399)
Reversão de Provisão de Suprimentos/Energia de Curto Prazo					(70.935)		(70.935)	
Constituição e Realização de Ativos e Passivos Regulatórios					(173.472)		(173.472)	
Recuperação de Créditos Baixados como Perdas								
Atualização Monetária - Ativos Regulatórios					(19.094)	(1.884)	(19.094)	(1.884)
Outras Adições	(17)	114	(17)	114	(55)	(55)	(55)	(55)
<b>Base de Cálculo Antes da Compensação do Prejuízo Fiscal (-) Compensação Prejuízo Fiscal</b>	<b>1.146</b>	<b>626</b>	<b>1.146</b>	<b>626</b>	<b>(26.416)</b>	<b>57.575</b>	<b>(26.416)</b>	<b>57.575</b>
<b>Base de Cálculo</b>	<b>802</b>	<b>438</b>	<b>802</b>	<b>438</b>	<b>(26.416)</b>	<b>57.032</b>	<b>(26.416)</b>	<b>57.032</b>
Alíquota Aplicável *	25%	25%	9%	9%	25%	25%	9%	9%
<b>Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente</b>	<b>168</b>	<b>87</b>	<b>72</b>	<b>39</b>	<b>14.489</b>	<b>5.525</b>	<b>14.489</b>	<b>5.525</b>
IRPJ/CSLL sobre Lucro Fiscal Tributável de Controladora e Controladas					10.421	1.772	10.421	1.772
IRPJ - Lucro Presumido					1.589	1.589	1.589	1.589
Ajustes IRPJ/CSLL - Exercício - 2012	1.549		512	(37)				
<b>Imposto de Renda e Contribuição Social Corrente</b>	<b>1.717</b>	<b>87</b>	<b>584</b>	<b>2</b>	<b>13.781</b>	<b>15.703</b>	<b>4.888</b>	<b>5.738</b>
<b>Imposto de Renda e Contribuição Social Diferido</b>					<b>8.542</b>	<b>18.742</b>	<b>3.074</b>	<b>6.738</b>

(\* 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 15). Um dos imóveis avaliados foi capitalizado na controlada CEB Distribuição S.A., como aporte de capital e está registrado como propriedade para investimento.Outro evento que gerou o reconhecimento de passivo fiscal diferido foi o ganho sobre o registro do VNR (Valor Novo de Reposição) que foi registrado também na controlada CEB Distribuição S.A.. Os passivos fiscais diferidos serão realizados somente por ocasião da venda dos terrenos e pela realização do VNR.

	Controladora			Consolidado		
	31/01/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/01/2013	31/12/2012	01/01/2012
Imposto de Renda Pessoa Jurídica – IRPJ	71.522	71.522	71.522	107.126	99.953	80.949
Contribuição Social sobre o Lucro Líquido – CSLL	25.747	25.747	25.747	38.573	35.992	29.159
<b>Total</b>	<b>97.269</b>	<b>97.269</b>	<b>97.269</b>	<b>145.699</b>	<b>135.945</b>	<b>110.108</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>97.269</b>	<b>97.269</b>	<b>97.269</b>	<b>145.699</b>	<b>135.945</b>	<b>110.108</b>

#### (c) Outros Tributos

	Controladora			Consolidado		
	31/01/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/01/2013	31/12/2012	01/01/2012
Imposto sobre Circulação de Mercadorias e Prestações de Serviços de Transportes Estaduais, Intermunicipais e de Comunicações – ICMS	157	40	59	101.138	75.831	99.450
Retenções IRRF/CSLL/PIS/COFINS	373	197	447	2.120	1.949	2.658
Contribuição Social para Financiamento da Seguridade Social- COFINS	9	872	302	1.840	9.186	7.086
Imposto sobre Serviços de Qualquer Natureza – ISS	65	20	75	1.062	919	1.607
Programa de Integração Social – PIS	2	189	50	345	1.985	1.531
Outros	290	358	578	3.771	4.296	3.940
<b>Total</b>	<b>896</b>	<b>1.676</b>	<b>1.511</b>	<b>110.076</b>	<b>94.166</b>	<b>116.272</b>
<b>Circulante</b>	<b>785</b>	<b>1.676</b>	<b>1.204</b>	<b>109.953</b>	<b>93.954</b>	<b>115.791</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>111</b>		<b>307</b>	<b>123</b>	<b>212</b>	<b>481</b>

#### 18. CONTRIBUIÇÃO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA

A Contribuição de iluminação pública 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, eficiência/qualidade 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). Em 31 de dezembro de 2013 o montante a repassar ao GDF era de R\$ 121.144, atualizado pelo INPC.

A composição do valor a repassar está apresentado a seguir:

Ano	Valores arrecadados e não repassados	Valores faturados e não arrecadados	Atualização Monetária	Total
2007	804	19	313	1.136
2008	13.212	419	4.418	18.049
2010	12.593	148	3.823	16.564
2013	71.931	11.747	1.717	85.395
<b>Total</b>	<b>98.540</b>	<b>12.333</b>	<b>10.271</b>	<b>121.144</b>

#### 19. ENCARGOS REGULATÓRIOS

	Consolidado		
	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Superávit de Baixa Renda (a)	97.883	90.447	83.367
Pesquisa & Desenvolvimento e Eficiência Energética (b)	58.726	47.509	46.111
Encargos do Consumidor a Recolher	1.492	15.754	19.238
Consumidores	10.108	10.259	7.606
<b>Total</b>	<b>168.209</b>	<b>163.969</b>	<b>156.322</b>
<b>Circulante</b>	<b>40.301</b>	<b>54.088</b>	<b>64.285</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>127.908</b>	<b>109.881</b>	<b>92.037</b>

#### (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 Distribuição S.A., 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		
	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Programa de Eficiência Energética - PEE	41.125	29.853	35.092
Pesquisa e Desenvolvimento - P & D	17.094	16.641	10.296
Fundo Nacional Desenvolvimento Científico e Tecnológico - FNDCT	339	678	484
Ministério de Minas e Energia – MME	168	337	239
<b>Total</b>	<b>58.726</b>	<b>47.509</b>	<b>46.111</b>

#### 20. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

Entidades	Controladora		Consolidado			Encargos
	31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	
ELETROBRÁS	40.250	60.112	64.552			Taxa de Administração + Variação da UFIR/GPM
Banco do Brasil S.A. (FINAME)	6.001	7.001	8.001			Juros de 4,5% a.a. de atualização pela TULP
Banco do Brasil S.A. (FCO I a IV)	84.841	100.029	92.510			Juros de 10% a.a. de atualização pela TULP e Bônus de Adimplência de 15%.
Caixa Econômica Federal S.A.	98.475	142.960	178.397			CDI + Juros de 2,16% a.a.
Caixa Econômica Federal S.A.	31.781	314	50.588			129% do CDI CETIP (durante o período de utilização)
Caixa Econômica Federal S.A.	85.648		85.648			CDI + spread de 0,28% a.m.
Caixa Econômica Federal S.A.		1.355				100% CDI + juros de 0,32% a.m
Custo da Transação	(2.974)		(2.974)			
<b>Total</b>	<b>82.674</b>	<b>1.355</b>	<b>261.348</b>	<b>393.090</b>	<b>394.048</b>	
<b>Circulante</b>	<b>16.962</b>	<b>1.355</b>	<b>119.207</b>	<b>103.269</b>	<b>124.823</b>	
<b>Não Circulante</b>	<b>65.712</b>		<b>142.141</b>	<b>289.821</b>	<b>269.225</b>	

#### (a) Garantias dos empréstimos e financiamentos

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

Os empréstimos da controlada CEB Distribuição S.A. não possuem cláusulas de cobertura.

Os montantes das dívidas classificadas no passivo não circulante em 31 de dezembro de 2013 têm a seguinte composição, por ano de vencimento:

	Consolidado		
	2015	2016	2017
	74.712	24.588	16.434
	13.109	13.298	
<b>Total</b>	<b>142.141</b>		

#### (b) Movimentação dos Empréstimos e Financiamentos

	Controladora	Consolidado
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012</b>	<b>82.674</b>	<b>393.090</b>
Empréstimos e Financiamentos Obtidos		88.221
Encargos Incorridos no Período	886	26.250
Encargos Financeiros Pagos	(1.534)	(27.192)
Amortizações de principal	(85.000)	(221.995)
Custo da Transação	2.974	2.974
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013</b>		<b>261.348</b>

#### 21. 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 Distribuição S.A. 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 Distribuição S.A.
Plano de Benefícios CEBPREV	Aposentadoria e pensão	Contribuição definida	Multipatrocinado
Plano Assistencial	Assistência médica	Benefício definido	CEB Distribuição S.A.
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 Distribuição S.A. 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 Distribuição S.A. tem responsabilidade 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 montantes no passivo relativos aos planos de Previdência, Assistência e Demissão Voluntária são os seguintes:

	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Plano de Previdência	74.361	98.439	108.448
Plano de Assistência	271.999	271.612	185.235
Programa de Demissão Voluntária	6.385	14.993	28.245
<b>Total</b>	<b>352.745</b>	<b>385.044</b>	<b>321.928</b>
<b>Circulante</b>	<b>66.075</b>	<b>56.124</b>	<b>53.082</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>286.670</b>	<b>328.920</b>	<b>268.846</b>

Os montantes no resultado relativos ao plano de Previdência e Assistência são os seguintes:

	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Previdência	7.806	7.593	5.927

**(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 e empresas contratadas para prestação de serviços terceirizados. A atualização das contingências trabalhistas é com base na Taxa Referencial (TR).

Em 2013 a CEB Distribuição reverteu provisão constituída para cobrir prováveis perdas ligadas ao pagamento de participação no lucros/resultado no montante de R\$ 7.173.

**(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 atuações 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 dano 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, na 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 e 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 segregada. O montante desses processos, em 31 de dezembro de 2013 é apresentado conforme segue:

	Controladora		Consolidado		
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Fiscais	21.529	21.529	21.529	21.529	
Cíveis	245	200	1.933	1.786	479
Trabalhistas	150	22	584	120	
<b>Total</b>	<b>21.924</b>	<b>21.751</b>	<b>24.046</b>	<b>23.435</b>	<b>479</b>

**(j) Demandas Fiscais**

Representar 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.

**(c) Adesão ao Programa de Recuperação Fiscal (REFIS)**  
A Companhia aderiu em dezembro de 2013 ao Programa de Recuperação Fiscal (REFIS) aproveitando-se dos benefícios advindos das Leis nºs. 11.941/2009 e 12.249/2010, cujos prazos foram reabertos pela Lei nº 12.865/2013.

O débitos incluídos no REFIS referem-se as atuações fiscais relativas aos tributos IRPJ, CSLL PIS e COFINS. Com a adesão ao programa, a Companhia desistiu das respectivas ações judiciais e administrativas de contestação dos débitos. O desembolso efetivo foi de R\$ 1.601 e a adesão ao programa resultou em uma economia tributária de R\$ 1.187, em razão dos descontos de multas e juros previstos na legislação.

No resultado foi reconhecida a reversão de provisões relativas às contingências fiscais prováveis anteriormente constituídas no montante de R\$ 998.

As exigências previstas na legislação foram atendidas, restando apenas a homologação, pela Receita Federal do Brasil e Procuradoria Geral da Fazenda Nacional, dos pagamentos relativos para encerramento dos processos.

**23. DEMAIS OBRIGAÇÕES**

	Controladora			Consolidado		
	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Recursos para Futuro Aumento de Capital (a)	212.000	212.000	20.000	212.000	212.000	20.000
Parcelamento de Multa ANEEL				7.425	12.641	19.170
Consignações a Favor de Terceiros	89	55	5	4.996	6.461	3.840
Arrendamento				3.525	4.556	3.574
Compensação Financeira Utilização de Recursos Hídricos				952	1.100	1.079
Cauções e Garantia				732	668	621
Retenção de Quotas RGR				724	724	724
Adiantamentos de Clientes				3.720		
Encargos Ex - Isolados Lei 12.111/09				690		607
Obrigações com Empresas Ligadas	107	330	220			
Outras Obrigações	19			4.092	3.487	2.731
<b>Total</b>	<b>212.215</b>	<b>212.385</b>	<b>20.225</b>	<b>234.446</b>	<b>246.047</b>	<b>52.346</b>
<b>Circulante</b>	<b>215</b>	<b>385</b>	<b>225</b>	<b>16.176</b>	<b>25.690</b>	<b>22.291</b>
<b>Não Circulante</b>	<b>212.000</b>	<b>212.000</b>	<b>20.000</b>	<b>218.270</b>	<b>220.357</b>	<b>30.055</b>

(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.

(b) Em 29 de maio de 2013, através do Despacho nº 1.711, a ANEEL autorizou o repasse antecipado pela Eletrobrás às Concessionárias de Distribuição, com recursos da Conta de Desenvolvimento Energético - CDE, dos valores mensais homologados para a cobertura dos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica e a redução equilibrada das tarifas, referentes às competências de maio a novembro de 2013. O valor antecipado foi de R\$ 10.261 e o saldo de R\$ 7.329 refere-se ao período de julho a novembro de 2013.

**24. 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 2012). 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	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
<b>Ações Ordinárias</b>	<b>4.576.432</b>	<b>4.576.432</b>	<b>4.576.432</b>
<b>Ações Preferenciais</b>	<b>4.607.026</b>	<b>4.607.026</b>	<b>4.607.026</b>
Classe A	1.313.002	1.313.002	1.313.002
Classe B	3.294.024	3.294.024	3.294.024
<b>Total</b>	<b>9.183.458</b>	<b>9.183.458</b>	<b>9.183.458</b>
<b>Valor Patrimonial por Ação:</b>			
Patrimônio Líquido	308.344	426.013	448.577
(-) Adiantamento para Futuro Aumento de Capital	(11.969)	(11.969)	(11.994)
<b>Total</b>	<b>296.375</b>	<b>414.044</b>	<b>436.583</b>
<b>Quantidade de Ações</b>	<b>9.183.458</b>	<b>9.183.458</b>	<b>9.183.458</b>
<b>Valor Patrimonial por Ação - Em (R\$)</b>	<b>32,27</b>	<b>45,09</b>	<b>47,54</b>

**(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
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2008</b>		<b>1.442</b>
Ajustes por adoção do custo atribuído		295.744
<b>Saldo em 1º de janeiro de 2009</b>		<b>297.186</b>
Alienação de Terreno - Exercício de 2009		(11.099)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2010 e 2011 – Valor Bruto</b>		<b>286.087</b>
Eleito Fiscal (IRPJ/CSLL 34%)		(97.270)
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2012, líquido do efeito fiscal</b>		<b>188.817</b>
<b>Saldo em 31 de dezembro de 2013, líquido do efeito fiscal</b>		<b>188.817</b>

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

Em dezembro de 2011, foi contabilizada em ajuste de avaliação patrimonial 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 de dividendos destinados a CEB, que em relação ao percentual de participação total sobre o Capital Social da Controlada gerou um ganho de R\$ 47. A perda acumula registrada com a Controlada Energética Corumbá III S.A. na rubrica de ajuste de avaliação patrimonial em 31 de dezembro de 2013 é de R\$ 859.

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 classe "B" de propriedade do Fundo do 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% gerando um ganho na variação de percentual de R\$ 18.623.

**(iii) Perdas Atuariais – Plano Assistencial e Previdenciário**

A Companhia reconheceu em 1º de janeiro de 2013 perdas atuariais referente aos planos assistencial e previdenciário dos empregados da Controlada CEB Distribuição S.A 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 2013, foi realizada nova avaliação atuarial, na qual apurou-se uma redução da perda no montante de R\$ 7.124. No final do exercício de 2013 a perda atuarial registrada é de R\$ 158.116.

Em 31 de dezembro de 2013, a composição do saldo da rubrica "Ajustes de avaliação patrimonial" é a seguinte:

	31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
Custo atribuído do Ativo Imobilizado	188.817	188.817	188.817
Ganho na Variação de Percentual – Corumbá Concessões S.A (a)	18.623	18.623	
Perda de Capital na Diluição de Percentual – Energética Corumbá III S.A	(831)	(847)	(847)
Perdas Atuariais - Plano Assistencial	(158.116)	(165.240)	(69.344)
Outras Movimentações - Coligadas	33	(28)	
<b>Total</b>	<b>48.526</b>	<b>41.325</b>	<b>118.626</b>

**(c) Resultado do exercício**

No exercício de 2013, a Companhia apurou um Prejuízo de R\$ 95.621 (R\$ 55.285 de Lucro Líquido no exercício de 2012).

**(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 abateção de prejuízos.

**(f) Distribuição de Dividendos**

A política de dividendos da entidade consta no Art. 9º do Estatuto vigente, em relação às ações preferenciais class 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. 37 parágrafo 1º "Será sempre assegurado às ações preferenciais class A, [...] o recebimento de dividendos 10% maiores do que os pagos às ações ordinárias.

**25. 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 Distribuição S/A;

• Geração de energia – tem como atribuição produzir energia elétrica a partir de empreendimentos de fontes hidráulicas. Atua por intermédio da empresa CEB Geração S/A;

• Comercialização de energia elétrica – tem como atribuição comercializar energia. Atua por intermédio da CEB Lajeado S.A e CEB Participações S.A.; e

• Outros – Neste segmento estão a Companhia Energética de Brasília S.A - CEB Holding – 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 S.A que tem como atribuição a exploração do serviço público de distribuição de gás canalizado.

Em 31 de dezembro de 2013, a Receita Operacional Bruta registrada pelo fornecimento de energia elétrica e prestações de serviços com o Governo do Distrito Federal totalizou R\$ 346.876, representando 15,68% da Receita Operacional Bruta Consolidada (R\$ 259.071 – 10,66% da Receita Operacional Bruta Consolidada em 31/12/2012).

Informações referentes aos resultados de cada segmento reportável para os períodos findos em 31 de dezembro de 2013 e de 2012 estão incluídas abaixo:

	Distribuição		Geração		Comercialização		Outros		Eliminações		Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>1.545.727</b>	<b>1.555.333</b>	<b>16.262</b>	<b>14.696</b>	<b>126.119</b>	<b>124.467</b>	<b>42.624</b>	<b>50.178</b>	<b>(122.059)</b>	<b>(115.142)</b>	<b>1.608.673</b>	<b>1.629.532</b>
Energia Elétrica comprada para Revenda	(979.132)	(870.421)	(715)		(12.877)	(2.874)			121.239	114.311	(871.485)	(758.984)
Encargos de uso da rede elétrica	(58.819)	(142.885)	(776)	(794)	(12.441)	(13.835)			776	794	(71.260)	(156.720)
<b>CUSTO COM ENERGIA ELÉTRICA</b>	<b>(1.037.951)</b>	<b>(1.013.306)</b>	<b>(1.491)</b>	<b>(794)</b>	<b>(25.318)</b>	<b>(16.709)</b>			<b>122.015</b>	<b>115.105</b>	<b>(942.745)</b>	<b>(915.704)</b>
Pessoal	(187.620)	(165.509)	(2.347)	(1.943)	(2.405)	(2.051)	(10.679)	(7.343)			(203.051)	(176.846)
Entidade de Previdência Privada	(7.727)	(6.812)						(17)			(7.727)	(6.829)
Material	(5.260)	(7.161)	(363)	(92)	(23)	(629)	(1.010)	(1,010)			(5,948)	(6,283)
Serviço de Terceiros	(116.830)	(108.204)	(2.933)	(3,048)	(4,455)	(4,793)	(30,958)	(32,864)			(155,176)	(148,909)
Depreciação e Amortização	(42.694)	(39.525)	(359)	(356)	(6.593)	(6.608)	(461)	(475)			(50.107)	(46,984)

	Distribuição		Geração		Comercialização		Outros		Eliminações		Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Provisões	(19.538)	(4.345)			(26)	(57)	(118)	(147)	(1.269)	(2.088)	(7.870)	
Custo de Construção	(186.967)	(161.802)									(28.821)	(6.637)
Provisão (Reversão) para Devedores Duvidosos	(54.548)	(33.784)							(18.894)		(186.967)	(161.802)
Arrendamento					(38.386)	(49.612)					(54.548)	(52.678)
Outras	(14.628)	(12.673)	(1.035)	(1.035)	(5.367)	(6.911)	(4.154)	(4.995)	7.914	37	(38.386)	(49.612)
<b>DESPESAS E CUSTOS OPERACIONAIS</b>	<b>(635.812)</b>	<b>(539.815)</b>	<b>(6.736)</b>	<b>(6.531)</b>	<b>(57.347)</b>	<b>(70.142)</b>	<b>(46.150)</b>	<b>(67.686)</b>	<b>44</b>	<b>37</b>	<b>(748.001)</b>	<b>(684.137)</b>
Equivalência Patrimonial					17.025	15.665	(86.365)	75.759	109.965	(68.566)	40.625	22.858
<b>RESULTADO BRUTO</b>	<b>(128.036)</b>	<b>2.212</b>	<b>8.035</b>	<b>7.371</b>	<b>60.479</b>	<b>53.281</b>	<b>(91.891)</b>	<b>58.251</b>	<b>109.965</b>	<b>(68.566)</b>	<b>(41.448)</b>	<b>52.549</b>
Receita Financeira	58.852	135.911	721	598	6.931	6.842	1.953	1.167	(2.862)	(3.287)	65.959	141.231
Despesa Financeira	(64.415)	(66.496)	(34)	(31)	(3.515)	(4.674)	(3.923)	(4.480)	2.862	3.287	(69.025)	(72.394)
<b>RESULTADO FINANCEIRO</b>	<b>(5.663)</b>	<b>69.415</b>	<b>687</b>	<b>567</b>	<b>3.416</b>	<b>2.168</b>	<b>(1.970)</b>	<b>(3.313)</b>	<b>109.965</b>	<b>(68.566)</b>	<b>(3.430)</b>	<b>68.837</b>
<b>RESULTADO ANTES DOS IMPOSTOS</b>	<b>(133.599)</b>	<b>71.627</b>	<b>8.722</b>	<b>7.938</b>	<b>63.895</b>	<b>55.449</b>	<b>(93.861</b>					

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

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

	31/12/2013	31/12/2012
<b>Lucro Líquido (Prejuízo) atribuível aos acionistas da Companhia</b>	<b>(95.621)</b>	<b>55.285</b>
Lucro alocado às ações ordinárias – básicas e diluídas	(47.649)	27.549
Lucro alocado às ações preferenciais – básicas e diluídas	(47.972)	27.736
<b>Média ponderada das ações em circulação</b>		
Ações ordinárias – básicas e diluídas	4.576	4.576
Ações preferenciais – básicas e diluídas	4.607	4.607
<b>Lucro (Prejuízo) por ação – R\$:</b>		
Ações ordinárias – básicas e diluídas	(10,4128)	6,0204
Ações preferenciais - básicas e diluídas	(10,4128)	6,0204

## 28. 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 familiares imediatos.

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

	Controladora		Consolidado	
	31/12/2013	31/12/2012	31/12/2013	31/12/2012
Remuneração	781	781	2.491	2.189
Demais Benefícios de Curto Prazo	223	294	722	880
<b>Total</b>	<b>1.004</b>	<b>1.075</b>	<b>3.213</b>	<b>3.069</b>

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:

### (l) Operações da Controladora com suas controladas

Transações com Partes Relacionadas (Balanço Patrimonial)	Condições de Realização das Transações	Controladora		
		31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
<b>Ativo</b>		<b>15.384</b>	<b>14.039</b>	<b>38.986</b>
<b>Contas a Receber, líquida da PDD</b>		<b>3.722</b>	<b>3.348</b>	<b>27.480</b>
Governo do Distrito Federal	a	3.722	3.348	27.480
<b>Demais Ativos</b>		<b>11.662</b>	<b>10.691</b>	<b>11.506</b>
<b>Dividendos/JSCP</b>	<b>b</b>	<b>11.535</b>	<b>10.435</b>	<b>11.440</b>
CEB Geração S/A		948	659	277
CEB Lajeado S/A		6.294	7.526	9.583
CEB Participações S.A		1.287	743	790
Energética Corumbá III S/A		1.203	1.284	790
Corumbá Concessões S/A		1.803	223	
<b>Outras Operações</b>		<b>127</b>	<b>256</b>	<b>66</b>
CEB Distribuição S/A	c	127	256	66
<b>Passivo</b>		<b>946</b>	<b>86.549</b>	<b>2.107</b>
<b>Empréstimos</b>		<b>85.551</b>	<b>1.355</b>	
CEB Lajeado S/A	d	85.551	1.355	
<b>Demais Obrigações</b>		<b>946</b>	<b>998</b>	<b>752</b>
CEB Distribuição S/A	e	839	669	544
CEB Distribuição S/A	f	107	329	208

Transações com Partes Relacionadas (Balanço Patrimonial)	Condições de Realização das Transações	Controladora	
		31/12/2013	31/12/2012
<b>Receitas</b>		<b>43.081</b>	<b>50.898</b>
<b>Receita de Prestação de Serviços</b>		<b>43.081</b>	<b>50.898</b>
Governo do Distrito Federal	g	43.081	50.898
<b>Despesas</b>		<b>930</b>	<b>3.324</b>
<b>Despesas Financeiras</b>		<b>886</b>	<b>3.287</b>
<b>Juros de empréstimos</b>		<b>886</b>	<b>3.287</b>
CEB Lajeado S.A	h	886	3.287
<b>Outras Despesas</b>		<b>44</b>	<b>37</b>
<b>Despesa de Locação de Imóvel</b>		<b>44</b>	<b>37</b>
CEB Distribuição S.A	i	44	37

a) Representa valores a receber por serviços prestados de Iluminação Pública ao Governo do Distrito Federal.

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 créditos em conta corrente da CEB Distribuição S.A..

d) Valor do empréstimo captado pela CEB Lajeado S.A. e repassado a CEB para cumprir compromisso de subscrição de ações conforme resolução ANEEL.

e) A CEB Distribuição S.A. 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 Distribuição S.A. 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 Distribuição S.A.

g) Representa a receita do serviço de iluminação pública e manutenção por serviços prestados ao Governo do Distrito Federal – GDF.

h) Valor de encargos financeiros sobre repasse de empréstimo realizado pela controlada CEB Lajeado S.A a CEB.

i) Trata-se de contrato de aluguel de salas utilizadas pela Companhia Energética de Brasília – CEB, reajustado anualmente pelo IGP-M. Os valores são acordados entre as partes e o contrato e as renovações têm a anuência do órgão regulador.

	Brasília, 23 de abril de 2014.		
<b>RUBEM FONSECA FILHO</b> Diretor-Presidente		<b>EULER GUIMARÃES SILVA</b> Diretor Técnico	
		<b>THIAGO CAVALCANTE SANTOS</b> Contador - CRC DF 022977/O	
		<b>SETEMBRINO DE MENEZES FILHO</b> Diretor de Geração e Negócios	<b>MARCELO GOMES DE ALENCAR</b> Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores

# RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos	
Acionistas, Conselheiros e Diretores da	
Companhia Energética de Brasília - CEB	
Brasília - DF	

Examinamos as demonstrações financeiras individuais e consolidadas da Companhia Energética de Brasília - CEB (“Companhia”), identificadas como Controladora e Consolidado, respectivamente, que compreendem os balanços patrimoniais em 31 de dezembro de 2013 e as respectivas demonstrações de resultados, dos resultados abrangentes, 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 financeiras

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

(I)

### Responsabilidade dos auditores independentes

(II)

Nossa responsabilidade é a de expressar uma opinião sobre essas demonstrações financeiras 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 financeiras estão livres de distorção relevante.

Uma auditoria envolve a execução de procedimentos selecionados para o obtenção de evidência a respeito de valores e divulgações apresentados nas demonstrações financeiras. Os procedimentos selecionados dependem do julgamento do auditor, incluindo a avaliação dos riscos de distorção relevante nas demonstrações financeiras, independentemente se causada por fraude ou erro. Nessa avaliação de riscos, o auditor considera os controles internos relevantes para a elaboração e a adequada apresentação das demonstrações financeiras 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 financeiras tomadas em conjunto.

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

### Base para opinião com ressalva sobre as demonstrações financeiras individuais e consolidadas

Parcela do saldo da rubrica “Fornecedores” da controlada CEB Distribuição S.A., no valor de R\$ 32,1 milhões, em 31 de dezembro de 2013, está em processo de conciliação com os respectivos documentos comprobatórios. O atual estágio do processo de conciliação não permitiu a aplicação de procedimentos de auditoria para avaliar a adequação do referido saldo.

### Opinião sobre as demonstrações financeiras individuais

Em nossa opinião, exceto pelos eventuais efeitos que possam advir do assunto descrito no parágrafo “Base para opinião com ressalva sobre as demonstrações financeiras”, as demonstrações financeiras individuais acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da Companhia Energética de Brasília - CEB em 31 de dezembro de 2013, 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.

### Opinião sobre as demonstrações financeiras consolidadas

Em nossa opinião, exceto pelos eventuais efeitos que possam advir do assunto descrito no parágrafo “Base para opinião com ressalva sobre as demonstrações financeiras”, as demonstrações financeiras consolidadas acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira consolidada da Companhia Energética de Brasília - CEB em 31 de dezembro de 2013, o desempenho consolidado de suas operações e os seus fluxos de caixa consolidados para o exercício findo naquela data, de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitido pelo International Accounting Standards Board (IASB) e as práticas contábeis adotadas no Brasil.

# 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 2013, e examinou o Balanço Patrimonial Individual e Consolidado da Companhia Energética de Brasília - CEB, levantados em 31 de dezembro de 2013, 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 2012, 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 KPMG Auditores Independentes, emitido com ressalva e ênfases.

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.

# DECISÃO DO CONSELHO DE ADMINISTRAÇÃO

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 2013; e tomou conhecimento do parecer da KPMG Auditores Independentes. 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.

	Brasília, 23 de abril de 2014.		
<b>RUBEM FONSECA FILHO</b> <b>MARIANA COSTA PERNA PEREIRA</b> <b>RAFAEL LYCURGO LEITE</b> <b>ROBSON VIEIRA TEIXEIRA DE FREITAS</b>		<b>MARIA LÚCIA BARBOSA LINS</b> <b>PAULO FERNANDO SANTOS DE VASCONCELOS</b> <b>RICARDO BERNARDO DA SILVA</b> <b>SANDOVAL DE JESUS SANTOS</b>	<b>RUBEM FONSECA FILHO</b> Diretor-Presidente <b>SETEMBRINO DE MENEZES FILHO</b> Diretor de Geração e Negócios
		<b>EULER GUIMARÃES SILVA</b> Diretor Técnico <b>MARCELO GOMES DE ALENCAR</b> Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores	

### (II) Operações do Grupo e seus acionistas controladores e coligadas

Transações com Partes Relacionadas (Balanço Patrimonial)	Condições de Realização das Transações	Consolidado		
		31/12/2013	31/12/2012	01/01/2012
<b>Ativo</b>		<b>121.501</b>	<b>117.408</b>	<b>154.846</b>
<b>Contas a Receber, líquida da PDD</b>		<b>110.732</b>	<b>107.189</b>	<b>151.193</b>
Corumbá Concessões S/A	a	56	270	291
Energética Corumbá III S/A	a	192	72	112
Governo do Distrito Federal	b	110.484	106.847	150.790
<b>Demais Ativos</b>		<b>10.769</b>	<b>10.219</b>	<b>3.653</b>
<b>Dividendos/JSCP</b>	<b>c</b>	<b>10.227</b>	<b>9.787</b>	<b>3.517</b>
Corumbá Concessões S/A		1.803	233	–
Energética Corumbá III S/A		1.203	1.284	790
Investco S/A		7.221	8.270	2.727
<b>Outras Operações</b>		<b>542</b>	<b>432</b>	<b>136</b>
Governo do Distrito Federal	d	542	432	136

<b>Passivo</b>		<b>394.242</b>	<b>275.190</b>	<b>99.416</b>
<b>Fornecedores</b>		<b>177.871</b>	<b>58.819</b>	<b>75.045</b>
Corumbá Concessões S/A	e	53.567	10.380	13.299
Energética Corumbá III S/A	e	3.160	3.055	3.732
Governo do Distrito Federal	f	121.144	45.384	58.014
<b>Dividendos</b>		<b>4.371</b>	<b>4.371</b>	<b>4.371</b>
Governo do Distrito Federal	g	4.371	4.371	4.371
<b>Outras Obrigações</b>		<b>212.000</b>	<b>212.000</b>	<b>20.000</b>
Adiantamento para Futuro Aumento de Capital – Governo do Distrito Federal	h	212.000	212.000	20.000

Transações com Partes Relacionadas (Balanço Patrimonial)	Condições de Realização das Transações	Consolidado	
		31/12/2013	31/12/2012
<b>Receitas</b>		<b>350.511</b>	<b>263.836</b>
<b>Receita de Comercialização de Energia</b>	<b>i</b>	<b>3.117</b>	<b>4.172</b>
Corumbá Concessões S/A		2.462	3.325
Energética Corumbá III S/A		655	847
<b>Receita de Prestação de Serviços e Fornecimento de Energia Elétrica</b>		<b>346.876</b>	<b>259.071</b>
Governo do Distrito Federal	j	346.876	259.071
<b>Receita de Dividendos</b>		<b>518</b>	<b>593</b>
BSB Energética S.A	k	518	593
<b>Despesas</b>		<b>236.120</b>	<b>148.355</b>
<b>Energia Comprada para Revenda</b>		<b>207.134</b>	<b>148.355</b>
Corumbá Concessões S/A		171.988	115.510
Energética Corumbá III S/A	l	35.146	32.845
<b>Perdas com Contas a Receber</b>		<b>28.986</b>	<b>28.986</b>
Governo do Distrito Federal	m	28.986	28.986

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

b) Trata-se do fornecimento de energia elétrica (CEB Distribuição S.A) e serviços de iluminação pública e manutenção (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. Em 2011 a CEB Distribuição S/A 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 Distribuição S.A. 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 Distribuição S.A. A cessão é por tempo indeterminado e não há cobrança de taxas adicionais.

e) A CEB Distribuição S.A 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 31/12/2013 para estes contratos são R\$ 198,37 MWh e R\$ 203,98 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 2013 o montante a repassar ao GDF era de R\$ 121.144 atualizado pelo INPC.

A composição do valor a repassar está apresentado a seguir:

Ano	Valores arrecadados e não repassados	Valores faturados e não arrecadados	Atualização Monetária	Total
2007	804	19	313	1.136
2008	13.212	419	4.418	18.049
2010	12.593	148	3.823	16.564
2013	71.931	11.747	1.717	85.395
<b>Total</b>	<b>98.540</b>	<b>12.333</b>	<b>10.271</b>	<b>121.144</b>

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) A empresa Corumbá Concessões S/A e Energética Corumbá III são acessantes do sistema de distribuição de energia elétrica da CEB Distribuição S.A e paga pelo uso do sistema através de tarifas regulamentadas pelo órgão regulador.

j) Representa a receita do serviço de iluminação pública, manutenção e fornecimento de energia elétrica ao GDF.

k) Representa a receita de dividendos recebido do investimento em participação societária na empresa BSB Energética S.A.

l) A CEB Distribuição S.A 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 31/12/2013 para estes contratos são R\$ 198,37 MWh e R\$ 203,98 MWh respectivamente, e são atualizados pelo IGP\_M.

m) Representa a perda por baixa de faturas de órgãos do Governo do Distrito Federal vencidas há mais de 360 dias, cujos créditos foram considerados incobráveis.

### (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 21.

### (d) Acordo de Cooperação Técnica

Em outubro de 2012, a Diretoria da CEB Distribuição S.A, 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 dados da CEB Distribuição S.A, para fazer o cabeamento de fibra ótica, sem custos para ambos, apenas troca de benefícios.

### 29. SEGUROS (não revisado):

Os bens móveis e imóveis compostos por equipamentos, máquinas, ferramentas, móveis e utensílios e demais instalações relacionadas à UPA – Usina Hidrelétrica do Paranoá e aos prédios administrativos, operacionais, laboratórios e subestações de distribuição – componentes do Ativo Imobilizado da CEB Geração S.A. e da CEB Distribuição S.A, conforme os critérios de riscos constantes de relatório técnico – estão cobertos, até 30 de dezembro de 2014 (CEB Distribuição S.A) e de 1º de fevereiro de 2014 até 1 de fevereiro de 2015 (CEB Geração S.A), por contrato de seguro para riscos nomeados contra incêndio, raio, explosão e danos elétricos, cujo custo do prêmio foi de R\$ 918 com um total segurado de R\$ 371.409. Os bens das Usinas Luis Eduardo Magalhães, Queimado, Corumbá III e Corumbá IV também estão devidamente segurados.

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

	Brasília, 23 de abril de 2014.		
<b>RUBEM FONSECA FILHO</b> Diretor-Presidente		<b>EULER GUIMARÃES SILVA</b> Diretor Técnico	<b>MARCELO GOMES DE ALENCAR</b> Diretor Administrativo-Financeiro e de Relações com Investidores