

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2012

Senhores Acionistas,

A CEB Distribuição S/A – CEB D, por meio de sua Diretoria e em cumprimento às disposições legais, tem a satisfação de apresentar o Relatório da Administração relativo ao exercício social de 2012, bem como as demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e acompanhados do Relatório dos Auditores Independentes.

1. Mensagem da Administração

A CEB D, por meio de sua Diretoria e em cumprimento às disposições legais, apresenta o Relatório da Administração relativo ao exercício social de 2012, bem como as demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, e acompanhados dos pareceres do Conselho Fiscal e Relatório dos Auditores Independentes.

Os planos da Administração para manutenção das atividades da Companhia consistem na rentabilidade futura dos investimentos em andamento, na recuperação de perdas técnicas e comerciais, na implantação do resultado dos estudos para eficiência empresarial, na capacidade de obter novas linhas de financiamentos e na renovação da concessão. Assim, o pressuposto é de continuidade normal dos negócios da Companhia. A Administração acredita que a execução de ações para a implementação do seu planejamento, associada ao apoio de seu controlador indireto, Governo do Distrito Federal – GDF, serão suficientes para a continuidade normal das operações no curto prazo e possibilitará colocar a Companhia em um patamar de rentabilidade e segurança financeira no médio e longo prazos. Novas linhas tem sido buscadas para substituírem empréstimos/ financiamentos, de forma a convergir na redução de encargos financeiros.

Ainda relativamente ao tema, a Administração da CEB D estabeleceu, em cumprimento ao seu plano de expansão e melhoria do sistema de distribuição, consolidado no plano de desenvolvimento da distribuição – PDD, compromissos de realizar investimentos estruturantes a garantir energia elétrica com qualidade e confiabilidade exigida para a capital do país, com o consequente retorno financeiro ao seu acionista.

Como forma de garantir o cumprimento do plano de obras e de outras ações, foi elaborado o planejamento estratégico 2012 – 2015, composto por onze programas estratégicos, cujo objetivo é perseguir a excelência operacional e os mecanismos de gestão da Companhia. O trabalho está em desenvolvimento e abrange toda a cadeia de planejamento, com foco nos investimentos remuneráveis da concessão.

Foram investidos R\$ 130,9 milhões em infraestrutura de distribuição e R\$ 14,6 milhões em Administração, além de ações de valorização dos empregados e foco na qualidade e eficiência dos processos e serviços prestados pela empresa.

A Administração da CEB D reafirma o compromisso com sua recuperação, atuando sempre em sintonia com as diretrizes da Companhia Energética de Brasília – CEB (“CEB”) e do Governo do Distrito Federal (“GDF”), buscando, ainda, permanentemente, soluções baseadas na competência, na eficiência, na transparência, na inovação tecnológica, na ética e na certeza de que a população do Distrito Federal tem direito ao fornecimento de energia com qualidade, segurança e confiabilidade.

A Administração

2. CEB Distribuição S/A – CEB D

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

A Companhia foi criada pela Lei Distrital nº 2.710, de 24/05/2001, e constituída por intermédio da escritura pública em 20/06/2005. É uma sociedade de economia mista, regida pela Lei das Sociedades Anônimas, e segue as orientações do Ministério de Minas e Energia - MME e da ANEEL, por ser o órgão fiscalizador da concessão.

Os ativos da CEB D são resultantes da versão de parte do patrimônio da Companhia Energética de Brasília, em função da reestruturação societária realizada em 2006, nos termos das Resoluções nº 167/2001, nº 593/2002, nº 22/2003 e da Resolução Autorizativa nº 318/2005, da ANEEL.

A área de concessão abrange todo o Distrito Federal, dividido em 32 regiões administrativas, com uma extensão de 5.801,937 km², e atende 910.911 (dez/12) clientes.

3. Diretrizes Estratégicas

A CEB D tem buscado a melhoria da qualidade dos serviços de distribuição de energia elétrica aos seus clientes, representando a seguinte Missão: “Distribuir energia elétrica com qualidade, continuidade e rentabilidade, visando à satisfação dos consumidores e ao desenvolvimento do Distrito Federal” e a seguinte Visão: “Ser uma das dez melhores empresas distribuidoras de energia elétrica do Brasil até 2015”.

São valores organizacionais da Companhia:

- Qualidade:** Excelência na prestação do serviço.
- Ética:** Profissionalismo, competência, honestidade e solidariedade com base do trabalho.
- Comprometimento:** Engajamento com a empresa e seus resultados.
- Transparência:** Disponibilização de dados e informações da empresa a toda a sociedade.

4. Sistema Elétrico

O sistema de distribuição da CEB D, nas tensões entre 15 e 138 kV, encontra-se interligado com o sistema supridor de FURNAS e constitui-se atualmente de 34 subestações, sendo 15 alimentadas em 138 kV, 05 em 69 kV, 14 em 34,5 kV, perfazendo a capacidade instalada de transformação de 2.302,35 MVA.

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

Para a alimentação dessas subestações dispôs-se de um sistema de distribuição acima de 15 kV, constituído de circuitos de 138 kV e 34,5 kV, com extensão de 937 km.

5. Mercado

5.1. Desempenho Comercial

Em 2012, a CEB D forneceu 5.666 GWh de energia elétrica a seus clientes finais, representando um crescimento de 3,6% quando comparado ao ano anterior. O número de consumidores totalizou 910.911 ao final de 2012. Em relação a 2011, houve um aumento de 3,5%.

Tabela 1 – Nº de consumidores e consumo

Classes	Nº de Consumidores		Consumo – GWh	
	2012	2011	2012	2011
Residencial	791.300	762.414	2.074	2.005
Industrial	1.725	1.734	240	232
Comercial	102.508	100.901	1.904	1.832
Rural	9.793	9.561	139	131
Poder Público	5.226	5.097	596	570
Iluminação Pública	19	19	386	364
Serviço Público	293	288	325	334
Próprio	47	47	2	2
TOTAL	910.911	880.061	5.666	5.470

Semelhante ao observado nos anos anteriores, grande parte do suprimento de energia elétrica à CEB D foi oriunda de aquisições realizadas no Ambiente de Contratação Regulado - ACR. Itaipu ainda é o maior fornecedor de energia elétrica, sendo responsável por 15,83% das compras realizadas.

Tabela 2 - Composição da Compra de Energia Elétrica para Revenda*

Descrição	Fornecedor	GWh	Percentual
Cota Parte	ITAIPIU	1.109	15,83%
	PROINFRA	152	2,17%
Contratos Bilaterais	Corumbá IV	668	9,53%
	Corumbá III	447	6,38%
	CEB Lajeado	886	12,65%
	Investco	9	0,12%
Ambiente de Contratação Regulado - ACR	CCEAR	3.735	53,32%
Total		7.006	100%

5.2. Terceiro Ciclo de Revisão Tarifária

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 1.335, de 20 de agosto de 2012, homologou o resultado da 3ª Revisão Tarifária Periódica da CEB D, cujas tarifas vigoram no período de 26 de agosto de 2012 a 25 de agosto de 2013. O efeito médio percebido pelos consumidores da Companhia foi de 1,54%, sendo que os consumidores atendidos em alta tensão perceberam um reajuste médio de 2,63%, enquanto os consumidores residenciais e de baixa renda (BT) perceberam um reajuste negativo de 0,66%.

5.3. Conselho de Consumidores – CCC

O Conselho de Consumidores tem a finalidade de estreitar relações entre a CEB D e seus clientes. É um órgão consultivo voltado para a orientação, a análise e a avaliação das questões ligadas ao fornecimento, às tarifas e a adequação dos serviços prestados ao consumidor final. Formado por representantes das classes de consumidores de energia elétrica existentes no Distrito Federal: residencial, comercial, industrial, rural e poder público, são indicados por entidades representativas de cada classe de consumidores, contando ainda com representantes do PROCON e do Conselho Regional de Arquitetura e Engenharia – CREA. As condições para sua constituição, funcionamento e operacionalização são estabelecidas pela ANEEL, por meio da Resolução nº 451/2011 de 27 de setembro de 2011.

6. Indicadores de Qualidade DEC e FEC

Os principais indicadores de qualidade do serviço de fornecimento de energia elétrica constantes do Contrato de Concessão e fiscalizados pela ANEEL são o DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor e o FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor. A CEB D intensificou programas de obras, possibilitando a convergência dos indicadores aos limites estabelecidos pela ANEEL. No período de janeiro a dezembro de 2012, os valores apurados para os indicadores DEC (19,45) e FEC (17,24) estão acima dos limites estabelecidos pela ANEEL.

7. Obras no Sistema Elétrico

A Companhia investiu em redes de distribuição subterrânea e aérea de até 15 kV, obras de distribuição de alta tensão (subestações e linhas de distribuição) preservação do sistema elétrico e melhorias.

As principais obras para melhoria do sistema de distribuição da Companhia são:

- Implantação da Linha de Distribuição Aérea Circuito Duplo 138 kV Samambaia x Riacho Fundo;
- Implantação da Linha de Distribuição Aérea Circuito Simples 138 kV Riacho Fundo x Sudoeste;
- Implantação da Linha de Distribuição Aérea Circuito Simples 138 kV Santa Maria x Mangueiral;
- Reforma completa da Subestação Gama para 138 kV (2ª etapa);
- Implantação da Subestação Samambaia Oeste;
- Implantação da Subestação Setor Hípico;
- Implantação da Linha de Distribuição Subterrânea Circuito Simples 138 kV Riacho Fundo x Setor Hípico X Setor de Embaixadas Sul;
- Ampliação da SE Águas Claras – 3º Transformador;
- Adequação de Bay de Linha de 34,5 kV na SE – 10;
- Ampliação da SE Brasília Centro (Bay Linha 138 kV);
- Ampliação da SE Sudoeste (Bay Linha 138 kV);
- Implantação da Subestação Cidade Digital 2 X 32 MVA – 138/13,8 kV;
- Implantação da SE Estádio Nacional 2X32 MVA – 138/13,8 kV;
- Implantação da LD Estádio Nacional X Sudoeste 138 kV;
- Implantação da LD Brasília Centro X Estádio Nacional 138 kV;
- Ampliação da SE 09 34,5 kV 2º TRAFQ;
- Compensação Reativa em Diversas Subestações.

8. Programas de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D e de Eficiência Energética – PEE

8.1. Programa de Eficiência Energética – PEE

• Agente CEB - O projeto foi iniciado em março de 2011 e finalizado em dezembro de 2012. O projeto consiste na substituição de 370.000 lâmpadas e 8.600 refrigeradores ineficientes e realização de palestras. O investimento total no projeto foi de R\$ 12,1 milhões e resultou na redução de 11.235 kW na demanda no horário de ponta e economia de 36.493 MWh/ano.

• Agente CEB 2 - O Projeto consiste na continuação do Projeto Agente CEB. O projeto foi iniciado em dezembro de 2012, com o valor total do investimento previsto de R\$ 23,8 milhões. Serão visitadas 100.000 unidades consumidoras e substituídas 150.000 lâmpadas e 24.000 refrigeradores ineficientes.

• Eficiência Energética nas Escolas do Distrito Federal - O projeto objetiva a substituição do sistema de iluminação e reforma das instalações elétricas de, no mínimo, 40 escolas do DF. O projeto está em fase de pré-diagnóstico.

8.2. Programa de Pesquisa e Desenvolvimento – P&D

• Projeto Estratégico Cooperado – Redes Inteligentes - Objetiva a elaboração de proposta para um Plano Nacional para a migração tecnológica do setor elétrico brasileiro do estágio atual para a adoção plena do conceito de Rede Inteligente em todo o país. A participação total da CEB nos custos do projeto foi de R\$ 132 mil.

Projetos de P&D em execução no ano de 2012

- Previsão de demanda por barramento utilizando redes de mapas acopladas. Custo: R\$ 915 mil. Conclusão prevista para abril de 2014.
 - Projeto de desenvolvimento de aplicativo computacional para determinação da capacidade de condução de corrente do sistema subterrâneo da CEB Distribuição. Custo: R\$ 493 mil. Conclusão prevista para outubro de 2013.
 - Projeto de desenvolvimento de metodologia de dimensionamento de transformadores que atendem a prédios residenciais multifamiliares em RDA e RDS. Custo: R\$ 667 mil. Conclusão prevista para abril de 2014.
 - Projeto de desenvolvimento de um sistema de diagnóstico com técnicas avançadas de avaliação quantitativa e qualitativa do estado de transformadores de potência. Custo: R\$ 2,3 milhões. Conclusão prevista para junho de 2015.
- A CEB D disponibiliza, anualmente, editais de Chamadas Públicas para seleção de novos projetos de P&D por meio do site (www.ceb.com.br).

9. Compromisso com a Gestão

9.1. Gestão de Pessoas

• Desenvolvimento e capacitação de pessoas, com execução de mais de 150 ações de treinamento com 2.199 participações.

• Incentivo à formação educacional regular dos empregados por meio do financiamento da educação de nível técnico e superior.

• Ampliação dos programas de saúde e segurança do trabalhador mediante estímulo à saúde física e mental, bem como fortalecimento e intensificação de treinamentos de segurança.

• Realização de eventos e programas para melhoria da qualidade de vida no trabalho.

• Realização de pesquisa de clima organizacional para identificar e corrigir pontos de insatisfação do empregado com o trabalho e a organização.

• Desenvolvimento de ações para melhoria da saúde ocupacional do trabalhador.

• Implantação do sistema de gestão de ponto em formato eletrônico.

9.2. Gestão Estratégica de Processos e Projetos

Com a parceria da Falconi Consultores de Resultado (antigo Instituto de Desenvolvimento Gerencial (INDG)), a CEB D realizou o mapeamento e redesenho dos processos de negócio e macroprocessos críticos de suporte. Nesse trabalho foi possível identificar os principais pontos de estrangulamento nos procedimentos executados pela companhia e executar os ajustes necessários. Em 2013, a companhia implementará plano de ação para aproveitar as oportunidades de melhoria identificadas no projeto.

Ainda como resultado do trabalho da Falconi, a CEB D aperfeiçoou processo de acompanhamento dos projetos e ações traçadas, por meio da inclusão de indicadores de desempenho. Durante a etapa de diagnóstico do projeto foram identificados possíveis ganhos de gestão. A Direção criou métricas e metodologias de acompanhamento para garantir o perfeito aproveitamento das oportunidades.

9.3. Desempenho econômico – financeiro

A receita operacional bruta apresentou um crescimento de 13,22%, passando de R\$ 1.919 milhões em 2011 para R\$ 2.173 milhões em 2012. O aumento foi decorrente do crescimento na venda de energia elétrica em 9,93%, do aumento médio tarifário de 1,54% definido em 26 de agosto de 2012, combinado com o efeito do reajuste tarifário de 2011, 8,54% na tarifa média de fornecimento de energia ao consumidor final, do crescimento do número de consumidores em 3,5% e também do crescimento no consumo de energia em 3,6%. Vale acrescentar que a receita de construção foi excluída para a análise, por fazer parte dos efeitos da adoção das Normas Internacionais de Contabilidade, a partir de 1º de janeiro de 2009, não constituindo efeito real sobre a receita, uma vez que esses mesmos valores (tanto para 2011 quanto para 2012) aparecem no custo de operação, resultando em efeito zero no EBITDA.

As deduções da receita apresentaram crescimento de 9,73% em razão do aumento na rubrica Encargos do Consumidor – RGR, CDE e CCC – custos não gerenciais.

O custo com energia elétrica, composto por compra de energia e encargos de uso do sistema de transmissão e distribuição, atingiu R\$ 1.013,3 milhões em 2012, 26,98% acima dos R\$ 798 milhões verificados em 2011. Esse crescimento foi consequência de maior despacho das usinas térmicas, onde o custo da energia é mais elevado, em virtude dos baixos níveis dos reservatórios das usinas hidrelétricas. Esses são custos não controláveis, na atividade de distribuição, sendo que a diferença entre os valores utilizados como referência para definição das tarifas e os custos efetivamente realizados é compensada no reajuste tarifário subsequente.

Nesse mesmo período, o custo de operação atingiu R\$ 158 milhões em 2012, representando uma retração de 5,96% em relação aos R\$ 168 milhões em 2011. O efeito é resultado, principalmente, da redução na rubrica de amortização e depreciação. Essa redução decorre da alteração nas taxas de depreciação para os ativos em serviço, ocorrida a partir de 1º de janeiro de 2012, em razão da Resolução ANEEL nº 474 de 7 de fevereiro de 2012. A alteração nas taxas implicou em alongamento da vida útil dos bens, com redução da amortização do ativo intangível. O custo de construção foi excluído desses totais, uma vez que existem as respectivas contrapartidas (em 2012 e 2011) contabilizadas como receita.

As despesas operacionais (excluído o Resultado Financeiro) somaram R\$ 218,4 milhões, registrando um crescimento de 33,72% quando comparadas com 2011, influenciadas, principalmente, pelas seguintes despesas: (I) pessoal que cresceram 15,77% em razão das contratações ocorridas no decorrer do ano de 2011 e 2012 e reajuste salarial de 6,99% na data base em novembro de 2012, (II) Serviços de Terceiros com crescimento de 6,54%, sendo as principais variações nas rubricas de leitura de medidores e entrega de faturas de energia, conservação e manutenção do sistema elétrico, sendo os aumentos decorrentes, em sua maioria, dos reajustes dos contratos de prestação de serviços, (III) provisão devedores duvidosos com aumento de 22,86% e (IV) COMPENSAÇÃO a consumidores, com acréscimo de 133,51%.

O EBITDA da Companhia, que compreende o resultado do serviço acrescido da amortização e depreciação, encerrou o período em R\$ 43,3 milhões, com redução de 68% (R\$ 135,6 milhões em 2011). Esse resultado foi influenciado principalmente pelo custo da energia elétrica e pessoal.

O resultado financeiro passou de uma despesa líquida de R\$ 59,9 milhões em 2011 para uma receita líquida de R\$ 67,9 milhões em 2012, apresentando uma redução de 213,24% ocasionada pela contabilização no valor de R\$ 108 milhões da marcação a mercado do ativo financeiro (vide Nota Explicativa nº 11).

Como consequência dos itens analisados acima, o resultado líquido do exercício em 2012 foi lucro líquido de R\$ 37 milhões em relação ao prejuízo de 3,15 milhões em 2011.

9.4. Investimentos (CAPEX)

Em 2012 a CEB D investiu o montante de R\$ 145,5 milhões, superior ao realizado no mesmo período de 2011

(R\$ 122,5 milhões). Tais investimentos incluem: expansão, melhorias e preservação do sistema elétrico e também investimentos na Administração.

9.5. Gestão de Aquisições e Fornecedores

A CEB D obteve um ganho de produtividade nas contratações de materiais e serviços por meio da utilização do sistema de pregão eletrônico e do Portal de Compras. Essa nova modalidade de licitação ocasionou uma maior rapidez nas contratações e permitiu à companhia um controle e acompanhamento mais efetivo dos fornecedores e compras.

10. Reconhecimento

Em 2012, a CEB D ficou em segundo lugar na região Centro-Oeste no Prêmio Índice ANEEL de Satisfação do Consumidor – IASC 2012. A pesquisa demonstra a avaliação da satisfação do consumidor residencial com a empresa.

11. Responsabilidade Ambiental

A ampliação das concessões de licenças ambientais à Companhia é resultante de processo de acompanhamento mais efetivo, realização de cursos de educação ambiental nos canteiros de obras com o objetivo de minimizar os impactos ambientais pelo fornecimento de energia elétrica. O cuidado com o meio ambiente pela Companhia, alinhado à responsabilidade com o fornecimento de energia é compromisso institucional da empresa.

Em 2012, a Companhia destinou R\$ 470 mil na obtenção de licenças e estudos ambientais, no descarte apropriado de resíduos oriundos da implantação de linhas de distribuição e subestações e em projetos de gestão ambiental.

12. CEB D em números

Atendimento	Unidade	2012	2011	2010
Número de Empregados	U	1.020	1.012	802
Relação Clientes/Empregados	U	895	857	1.062
Área de Concessão	km²	5.801,937	5.801,937	5.801,937
Número de Consumidores	U	910.911	880.061	851.787
Consumo Médio Residencial	KWh/ano	222,07	222,40	223,90
Perdas de Energia	%	11,38	11,70	12,76
Demanda	MW	1.079,4	1.086,1	1.027,3
Receita Operacional Bruta	R\$ mil	2.335.018	2.036.688	1.822.416
Receita Operacional Líquida	R\$ mil	1.555.333	1.326.170	1.199.677
Resultado Financeiro	R\$ mil	67.865	-60.252	-42.351
EBITDA	R\$ mil	43.286	135.575	58.257
Margem EBITDA	%	0,03%	10,21%	4,86%
Lucro (Prejuízo)	R\$ mil	37.016	(3.150)	(31.532)
Resultado Por Ações (*)	R\$ mil	0,0638	-0,0090	-0,09
Patrimônio Líquido	R\$ mil	524.322	257.306	260.456

16. Balanço Social

Em Milhares de Reais		
1) Base de Cálculo	2012	2011
Receita Líquida (RL)	1.555.333	1.326.170
Resultado Operacional (RO)	71.627	19.624
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	172.321	153.727

2) Indicadores Sociais Internos	Em Milhares de Reais	% sobre FPB	% sobre RL	Em Milhares de Reais	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	12.221	7,09%	0,79%	8.854	5,76%	0,57%
Encargos sociais compulsórios	33.546	19,47%	2,16%	29.564	19,23%	1,90%
Previdência privada	6.812	3,95%	0,44%	5.927	3,86%	0,38%
Saúde	26.807	15,56%	1,72%	21.655	14,09%	1,39%
Segurança e medicina no trabalho	477	0,28%	0,03%	92	0,06%	0,01%
Educação	365	0,21%	0,02%	376	0,24%	0,02%
Capacitação e desenvolvimento profissional	6.242	3,62%	0,40%	383	0,25%	0,02%
Creches ou auxílio-creche	122	0,07%	0,01%	128	0,08%	0,01%
Outros	3.910	2,27%	0,25%	2.554	1,66%	0,16%
Total	90.502	52,52%	5,82%	69.533	45,23%	5,24%

3) Indicadores Sociais Externos	Em Milhares de Reais	% sobre RO	% sobre RL	Em Milhares de Reais	% sobre RO	% sobre RL
Educação	189	0,26%	0,01%	704	3,59%	0,05%
Cultura	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Esporte	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Outros	279	0,39%	0,02%	180	0,92%	0,01%
Total das Contribuições para a Sociedade	468	0,65%	0,03%	884	4,50%	0,07%
Tributos (excluídos encargos sociais)	606.25					

DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS EM 31 DE DEZEMBRO DE 2012 E 2011

Balancos Patrimoniais em 31 de dezembro de 2012 e 2011 (em milhares de Reais)

Ativo	Nota	31/12/2012	31/12/2011	Passivo	Nota	31/12/2012	31/12/2011
Ativo circulante							
Caixa e equivalentes de caixa	5	48.925	26.339	Fornecedores	15	171.696	156.728
Contas a receber	6	301.698	275.650	Tributos e contribuições sociais	17	92.530	114.953
Créditos com empregados		761	633	Contribuição de iluminação pública	18	45.299	58.014
Tributos e contribuições sociais compensáveis	8	16.635	17.739	Empréstimos e financiamentos	16	86.307	123.472
Estoques	3.7	7.525	7.508	Benefícios a empregados	23	56.124	53.080
Outros créditos	7	20.631	45.384	Consumidores		10.259	7.607
Total do circulante		396.175	373.253	Provisões e encargos sobre folha de pagamento	19	24.513	18.798
				Encargos do consumidor a recolher		15.749	19.231
Não circulante							
Realizável a longo prazo							
Contas a receber	6	98.461	117.568	Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	20	24.560	34.501
Tributos e contribuições sociais compensáveis	8	8.897	15.955	Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios	21	3.673	4.316
Ativo financeiro de concessões	11	622.486	374.965	Obrigações societárias		4.371	4.371
Cauções e depósitos vinculados	9	2.585	3.131	Outras obrigações	22	19.891	17.663
Bens e direitos destinados à alienação	10	1.713	276.115				
Outros créditos	7	559	15.908	Total do circulante		554.972	612.734
		734.701	803.642				
Propriedades para investimentos							
Imobilizado	12	274.400	-				
Intangível	13	77.954	75.673				
	14	180.069	261.459	Total do não circulante		584.005	643.987
Total do não circulante		1.267.124	1.140.774				
Total do ativo		1.663.299	1.514.027	Total do passivo e patrimônio líquido		1.663.299	1.514.027

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações dos Resultados Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011 (em milhares de Reais)

	Notas	2012	2011
Receita líquida	28.a	1.555.333	1.326.170
Custo do serviço de energia elétrica	28.b	(1.333.133)	(1.083.261)
Custo com energia elétrica		(1.013.307)	(798.030)
Custo de operação		(319.826)	(285.231)
Lucro bruto		222.200	242.909
Despesas operacionais	28.c	(218.438)	(163.353)
Despesas com vendas		(91.640)	(83.734)
Despesas gerais e administrativas		(129.052)	(116.139)
Outras Receitas/Despesas Operacionais		2.254	36.520
Resultado do serviço		3.762	79.556
Resultado financeiro	28.d	67.865	(59.932)
Receitas financeiras		135.910	26.343
Despesas financeiras		(68.045)	(86.275)
Lucro (prejuízo) antes da CSLL e do IRPJ		71.627	19.624
Imposto de renda e contribuição social - Corrente	17	(9.131)	(11.528)
Imposto de renda e contribuição social - Diferido	17	(25.480)	(11.246)
Lucro (prejuízo) do exercício		37.016	(3.150)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações do Resultado Abrangente Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011 (em milhares de Reais)

	2012	2011
Resultado Líquido do período	37.016	(3.150)
(+/-) Outros resultados abrangentes	-	-
Resultado Abrangente do Período	37.016	(3.150)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações das mutações do patrimônio líquido Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011 (em milhares de Reais)

	Capital social realizado	Prejuízos acumulados	Total do Patrimônio Líquido
Saldo em 31 de dezembro de 2010	350.532	(90.076)	260.456
Prejuízo do exercício	-	(3.150)	(3.150)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	350.532	(93.226)	257.306
Integralização de capital	230.000	-	230.000
Lucro do exercício	-	37.016	37.016

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Saldo em 31 de dezembro de 2012	580.532	(56.210)	524.322
--	---------	----------	---------

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações dos fluxos de caixa - Método direto Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011 (em milhares de Reais)

	2012	2011
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Recebimento de consumidores	2.271.841	2.020.816
Rendimento de aplicações	419	947
Juros pagos	(34.802)	(48.926)
Fornecedores - Materiais e serviços	(153.257)	(123.329)
Fornecedores - Energia elétrica	(1.042.168)	(848.254)
Salários e encargos sociais	(231.458)	(213.639)
Impostos e contribuições	(536.715)	(449.872)
Contribuição de Iluminação Pública (CIP)	(146.763)	(112.092)
Encargos do consumidor	(160.796)	(157.616)
Outros encargos operacionais	(35.021)	(14.812)
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais	(68.720)	53.224
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Alienação de Imóvel	56.269	20.413
Aquisição de ativos financeiros da concessão, intangíveis e imobilizados	(88.321)	(80.362)
Receita de Leilão	73	-
Caixa líquido proveniente das atividades de investimento	(31.979)	(59.949)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos obtidos	135.015	103.031
Serviço da dívida - principal	(216.230)	(157.482)
Aporte de Capital	204.500	-
Adiantamento para aumento de Capital	-	25.500
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento	123.285	(28.951)
Aumento/diminuição do saldo líquido de caixa e equivalentes de caixa	22.586	(35.676)
Saldo de caixa no início do exercício	26.339	62.015
Saldo de caixa no final do exercício	48.925	26.339

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Demonstrações do Valor Adicionado Exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011 (em milhares de Reais)

	2012	2011
Receitas	2.321.877	2.067.422
Vendas e serviços	2.179.507	1.921.722
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(33.784)	(27.497)
Receita de construção - concessão	161.802	117.189
Ganhos e Perdas de Capital no Imobilizado	15.424	56.029
Outros resultados operacionais	(1.072)	(21)
(-) Insumos adquiridos de terceiros	1.319.298	1.065.431
Custo de energia elétrica	1.013.306	798.030
Custo de construção - Concessão	161.802	117.189
Material	5.746	7.742
Serviço de terceiros	108.205	104.118
Provisões/reversões (exceto PDD)	21	16.853
Outros	30.218	21.499
(=) Valor adicionado bruto	1.002.579	1.001.991
(-) Retenções (depreciação e amortização)	39.525	55.700
(=) Valor adicionado líquido	963.054	946.291
(+) Valor adicionado recebido em transferência	135.910	26.343
Receitas financeiras	135.910	26.343
(=) Valor adicionado total a distribuir	1.098.964	972.634
Distribuição do valor adicionado	1.098.964	972.634
Pessoal e encargos	152.919	135.396
Remunerações	90.627	85.136
Encargos sociais (exceto INSS)	9.846	11.260
Entidade de previdência privada complementar	7.593	5.927
Benefícios	14.820	11.418
Participação nos Lucros	4.297	-
Convênio assistencial	25.736	21.655
Governo	840.984	754.113
Impostos e contribuições	666.588	591.020
Federal	259.428	218.715
Estadual e Municipal	407.160	372.305
Obrigações intra-setoriais	174.396	163.093
Financiadores	68.045	86.275
Despesas financeiras	68.045	86.275
Acionistas	37.016	(3.150)
Lucro (prejuízo) do exercício	37.016	(3.150)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras

Notas explicativas às demonstrações financeiras (em milhares de Reais)

1. CONTEXTO OPERACIONAL E INFORMAÇÕES GERAIS

1.1. Objetivo social e informações gerais sobre a Companhia e a concessão

A CEB Distribuição S.A. ("Companhia") é uma sociedade anônima, de capital fechado, organizada em conformidade com a Lei Distrital nº 2.710, de 24 de maio de 2001, constituída em 20 de junho de 2005 e com início das suas atividades em 12 de janeiro de 2006, como resultado do processo de desverticalização das atividades de distribuição e geração da Companhia Energética de Brasília (CEB), controladora da Companhia. A sede social da Companhia está localizada na cidade de Brasília, no Distrito Federal, no endereço SIA - Área de Serviços Públicos - Lote C.

A CEB D é uma concessionária pública de energia elétrica e tem por objeto principal a distribuição e a 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.

1.2. Informações sobre a concessão de distribuição de energia elétrica

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

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

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

- I) Fornecer energia elétrica a consumidores localizados em sua área de concessão, pelas tarifas homologadas pelo poder concedente, nos níveis de qualidade e continuidade estipulados na legislação.
- II) Realizar as obras necessárias à prestação dos serviços concedidos, de modo a assegurar a continuidade, a regularidade, a qualidade e a eficiência dos serviços.
- III) Manter registro e inventário dos bens vinculados à concessão e zelar pela sua integridade. A venda, cessão ou doação em garantia hipotecária dos bens imóveis ou de partes essenciais das instalações depende de prévia e expressa autorização do poder concedente.
- IV) Cumprir e fazer cumprir as normas legais e regulamentares do serviço, respondendo ao poder concedente, aos usuários e a terceiros, pelas eventuais consequências danosas da exploração dos serviços.
- V) Atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, aos encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidos pelo poder concedente.
- VI) Permitir aos encarregados da fiscalização do poder concedente, livre acesso, em qualquer época, às obras, equipamentos e instalações utilizados na prestação dos serviços, bem como aos seus registros contábeis.
- VII) Prestar contas ao poder concedente e aos usuários, segundo as prescrições legais e regulamentares específicas, da gestão dos serviços concedidos.
- VIII) Manter as reservas de água e de energia elétrica necessárias ao atendimento dos serviços de utilidade pública.
- IX) Observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas eventuais consequências de seu descumprimento.
- X) Realizar programas de treinamento, de modo a assegurar, permanentemente, a melhoria da qualidade e mais eficiência na prestação dos serviços concedidos.
- XI) Participar do planejamento setorial e da elaboração dos planos de expansão do Sistema Elétrico Nacional, implementando e fazendo cumprir, em sua área de concessão, as recomendações técnicas e administrativas deles decorrentes.
- XII) Aderir ao Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica e assegurar livre acesso aos seus sistemas de transmissão e distribuição.
- XIII) Integrar o Grupo Coordenador para Operação Interligada - GCOI, operando suas instalações de acordo com as regras vigentes, devendo a concessionária acatar e aplicar quaisquer novas resoluções, recomendações e instruções emitidas pelo GCOI.
- XIV) Respeitar, nos termos da legislação em vigor, os limites das vazões de restrição, máxima e mínima, a jusante de seus aproveitamentos hidrelétricos, devendo considerar, nas regras operativas, a alocação de volume de espera nos reservatórios de suas usinas, de modo a minimizar os efeitos adversos das cheias.
- XV) Efetuar, quando determinado pelo poder concedente, consórcio ou 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 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 concessionária, 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 Concessionária também pode solicitar uma revisão extraordinária sempre que algum evento provoque significativamente o desequilíbrio econômico-financeiro da concessão. A concessão poderá ser extinta pelo término do contrato, encampação do serviço, caducidade, rescisão, irregularidades ou falência da concessionária.

Não poderá ocorrer transferência de controle acionário majoritário da concessionária 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.

1.3. Medida Provisória nº 579, Decreto Lei nº 7.805 e Lei 12.783/12

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

encargo CDE (Conta de Desenvolvimento Energético) em 75%. A ANEEL, com o objetivo de atender as determinações contidas na referida Lei, realizou Revisões Tarifárias Extraordinárias - RTE em janeiro de 2013, sendo que o efeito médio para os consumidores residenciais de baixa tensão da RTE da CEB D foi de 18,11%. Para as demais classes de consumidores, os efeitos variaram de 15% a 22%.

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

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

1.4. Revisão Tarifária – Terceiro Ciclo

Cabe a ANEEL estabelecer tarifas que assegurem ao consumidor o pagamento de um valor justo, como também garantir o equilíbrio econômico-financeiro da concessionária de distribuição, para que ela possa exercer um serviço com qualidade, confiabilidade e continuidade.

Em 26 de agosto de 2012 após a Audiência Pública nº 42/2012, realizada pela ANEEL e análise das contribuições de vários segmentos da sociedade, a Superintendência de Regulação Econômica – SRE, calculou para a CEB D o reposicionamento tarifário de 1,81%, de forma temporária. A esse reposicionamento foram adicionados os componentes financeiros, que correspondem a 0,97%. Finalmente, foram subtraídos os componentes financeiros incluídos no reajuste tarifário anterior, correspondentes a -1,24% da receita. Essas movimentações tarifárias combinadas resultaram no efeito médio de 1,54%, a ser percebido pelos consumidores.

Para a obtenção desses índices são considerados os cálculos da Receita Verificada, Parcela A, Parcela B, Outras Receitas, Componentes Financeiros e Fator X, obtendo-se, desta forma a Receita Requerida. Os cálculos em comento encontram-se detalhados na Nota Técnica nº 291/2012-SRE/ANEEL, de 16 de agosto de 2012.

1.5. Informações sobre aspectos relacionados ao pressuposto da continuidade operacional

Os planos da Administração para manutenção das atividades da Companhia consistem na rentabilidade futura dos investimentos em andamento, na recuperação de perdas técnicas e comerciais, na implantação do resultado dos estudos para a eficiência empresarial, na capacidade de obter novas linhas de financiamentos e na renovação da concessão. Assim, as demonstrações financeiras foram elaboradas no pressuposto de continuidade normal dos negócios da Companhia 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 Companhia continuar operando. A Administração acredita que a execução de ações para a implementação do seu planejamento, associada ao apoio de seu controlador indireto, Governo do Distrito Federal (GDF), serão suficientes para a continuidade normal das operações no curto prazo e possibilitará colocar a Companhia em um patamar de rentabilidade e segurança financeira no médio e longo prazos.

Em consonância com o esforço empresarial e capitalização da CEB Distribuição, a Companhia tem realizado uma agressiva política de cobrança junto aos devedores buscando reduzir substancialmente o seu contas a receber em atraso. Estão em andamento ações em conjunto com a Secretaria da Fazenda para o reconhecimento das dívidas do GDF para com a CEB D e, após definido o montante atual da dívida, buscar-se-á recursos e formas de pagamento.

As ações de cobranças judiciais têm sido monitoradas constantemente pela área jurídica da Companhia com vistas a acelerar o andamento das ações e também a execução dos créditos, quando for o caso.

A Administração da CEB D vem centrando todas as suas atenções e esforços na recuperação da Companhia em conjunto com a acionista Companhia Energética de Brasília – CEB e o majoritário da CEB, Governo do Distrito Federal – GDF. O apoio na recuperação técnica e financeira da Companhia é demonstrado a partir dos recursos aportados em razão do Termo de Compromisso de Subscrição de Ações originário de ato resolutivo da Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL e do suporte à gestão da CEB D.

Os resultados operacionais da CEB D se apresentam positivamente. A Administração tem reduzido o endividamento ao longo dos anos. Novas linhas têm sido buscadas para substituírem empréstimos/financiamentos, de forma a convergir na redução de encargos financeiros.

Ainda relativamente ao tema, a Administração da CEB D estabeleceu, em cumprimento ao seu Plano de Expansão e Melhorias do Sistema de Distribuição, consolidado no Plano de Desenvolvimento da Distribuição – PDD, compromissos de realizar investimentos estruturantes de forma a garantir energia elétrica com qualidade e confiabilidade exigida para a Capital do País, com o consequente retorno financeiro ao seu acionista.

Como forma de garantir o cumprimento do plano de obras e de outras ações, foi elaborado o Planejamento Estratégico 2012-2015, composto por onze programas estratégicos, cujo objetivo é perseguir a excelência operacional e os mecanismos de gestão da Companhia. Os programas estratégicos definidos são:

1. Melhorar a qualidade e confiabilidade do sistema elétrico.
2. Melhorar o Atendimento.
3. Melhorar a Imagem Institucional.
4. Reduzir os níveis de Perdas.
5. Acompanhar processos relevantes no âmbito da Regulação.
6. Implementar a Gestão de Ativos.
7. Aumentar a Receita.
8. Reduzir a Despesa.
9. Desenvolver compromisso com as Pessoas.
10. Melhorar a Gestão da Informação e do Conhecimento.
11. Desenvolver Responsabilidade Social e Ambiental.

No intuito de se obter o compromisso com o atingimento dos objetivos, foram definidas metas e prazos para os indicadores dos programas estratégicos, desdobrando-os em planos de ações assumidos pela CEB D.

Para o gerenciamento e acompanhamento desses projetos e ainda a avaliação dos processos de trabalho atuais de desenvolvimento de novas oportunidades de avanços financeiras, a Companhia contratou empresa de consultoria técnica externa. O trabalho está em desenvolvimento e abrange toda a cadeia de planejamento e investimentos, incluindo a contabilização dos valores no ativo patrimonial da empresa.

O plano de ação está sendo executado pelos gerentes de projeto, com a participação da Direção da Companhia, fortalecendo a cadeia de controle do plano e o compromisso com seus resultados.

Assim, com o compromisso de recuperar a empresa distribuidora da Capital Federal, a Administração, o acionista CEB e o GDF corroboram com revitalização econômico-financeira e técnica-operacional com vistas à perenidade da CEB D.

2. APRESENTAÇÃO DAS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Base de preparação

As Demonstrações Financeiras foram elaboradas e preparadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil (BRGAAP), as quais abrangem a legislação societária brasileira, os Pronunciamentos, as Orientações e as Interpretações emitidas pelo Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) e normas da Comissão de Valores Mobiliários (CVM) e que estão alinhadas às Normas Internacionais de Relatórios Financeiros (IFRS) emitidas pelo *International Accounting Standards Board – IASB*.

Base de mensuração

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

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

A autorização para a emissão destas demonstrações financeiras ocorreu em reunião realizada pela Diretoria Colegiada em 19 de março de 2013.

Moeda funcional e moeda de apresentação

Estas demonstrações financeiras estão apresentadas em Real, que é a moeda funcional da Companhia.

Uso de estimativas e julgamentos

A elaboração de demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as IFRS requer que a Administração use de julgamento na determinação e no registro de estimativas contábeis, quando for o caso. Ativos e passivos significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem o ativo financeiro de concessão (Nota Explicativa nº 11), contas a receber por fornecimento de energia, registradas com base em estimativa do fornecimento ainda não faturado (Nota Explicativa nº 3.2.a), os ativos não circulantes destinados à alienação (Nota Explicativa nº 10), a provisão para crédito de liquidação duvidosa (Nota Explicativa nº 6c), o cálculo das depreciações do ativo imobilizado (Nota Explicativa nº 13a), as amortizações dos ativos intangíveis (Nota Explicativa nº 14 a), as provisões para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios (Nota Explicativa nº 21), avaliação de eventual obrigação decorrente de benefícios a empregados (Nota Explicativa nº 23) e outras provisões. Os valores definitivos das transações envolvendo essas estimativas somente são conhecidos por ocasião da sua realização ou liquidação. A Administração revisa essas estimativas trimestralmente, com exceção das estimativas relacionadas aos benefícios pós emprego cuja periodicidade é anual.

Reclassificações nas demonstrações financeiras de 31.12.2011

Conforme requerido pelas práticas contábeis brasileiras, discriminamos a seguir as reclassificações efetuadas nas demonstrações financeiras de 31.12.2011 para melhor comparabilidade com as demonstrações financeiras de 31.12.2012.

Itens	Demonstrações Contábeis	31/12/2011	Função/Contas	
			DE	PARA
Recuperação de Perdas	DRE	2.223	Receita Operacional Líquida	Outras Receitas Operacionais
Compensações a Consumidores	DRE	4.560	Despesas Financeiras	Outras Despesas Operacionais
Compensações a Consumidores	DVA	4.560	Despesas Financeiras	Insumos Adquiridos de Terceiros - Outros
Varição Cambial sobre fatura de energia - Itaipu	DRE	2.341	Receitas Financeiras	Despesas Financeiras
Varição Cambial sobre fatura de energia - Itaipu	DVA	2.341	Receitas Financeiras	Despesas Financeiras
Outras Despesas Financeiras	DRE	320	Despesas Financeiras	Outras Despesas Operacionais
Pagamento de Fornecedores de Serviços	DFC	23.296	Atividade Operacional	Atividade de Investimento

a) Demonstração de Resultados:

Foram reclassificados os valores das provisões para Riscos Cíveis, Trabalhistas e Regulatórios, da provisão para Benefícios Pós Emprego e os respectivos valores de reversão destas provisões, que foram demonstrados na rubrica de Despesas Gerais e Administrativas no exercício findo em 31 de dezembro de 2011, e que para fins de comparabilidade estão representados na rubrica de outras receitas e despesas operacionais.

As multas aplicadas pela ANEEL e as Compensações a Consumidores também foram reclassificadas. Estes valores estavam apresentados na rubrica de despesas financeiras no exercício findo em 31 de dezembro de 2011 e que para fins de comparabilidade foram representados na rubrica de outras receitas e despesas operacionais.

O valor da variação cambial ativa sobre faturas de energia elétrica, que estavam registrados como Receita Financeira foi reclassificado para Despesa Financeira e apresentado pelo valor líquido.

b) Demonstração do Valor Adicionado:

As multas aplicadas pela ANEEL e as Compensações a Consumidores que foram apresentadas como despesas financeiras no exercício findo em 31 de dezembro de 2011, estão representadas na rubrica de Insumos Adquiridos de Terceiros – Outros.

O valor da variação cambial ativa sobre faturas de energia elétrica, que estavam registrados como Receita Financeira foi reclassificado para Despesa Financeira e apresentado pelo valor líquido.

c) Demonstração dos Fluxos de Caixa:

Foram reclassificados os valores de pagamentos realizados aos fornecedores de expansão (investimento), que estavam alocados na atividade Operacional e que deviam ter como alocação a atividade de Investimento.

3. Sumário das principais práticas contábeis

As práticas contábeis descritas abaixo têm sido aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nas demonstrações financeiras.

3.1. Apuração do resultado

O resultado é apurado em conformidade com o regime de competência.

3.2. Reconhecimento de receitas

A receita é reconhecida na extensão em que for provável que benefícios econômicos serão gerados para a Companhia e quando possa ser mensurada de forma confiável. A receita líquida é mensurada com base no valor justo da contraprestação recebida, excluindo descontos, abatimentos e encargos sobre vendas. Uma receita não é reconhecida se houver uma incerteza significativa sobre a sua realização.

a) Receita de fornecimento de energia elétrica

Conceito Geral: A Receita de fornecimento de energia elétrica é medida através da entrega de energia elétrica ocorrida em um determinado período. Essa medição ocorre de acordo com o calendário de leitura estabelecido pela Companhia. O faturamento da energia elétrica é, portanto, efetuado de acordo com esse calendário de leitura, sendo a receita registrada à medida que as faturas são emitidas, ou seja, pela competência. O consumo de energia elétrica entre a data da leitura e o encerramento de cada mês é registrado através de estimativa que considera o histórico passado (fornecimento não faturado).

b) Receita de construção

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

Em atendimento ao CPC 17, a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. No negócio de distribuição no Brasil, não há margem nos serviços de construção. Desta forma, a margem de construção foi estabelecida como sendo igual a zero, considerando que os valores desembolsados na atividade de construção são pleiteados, sem a incidência de qualquer margem, na Base de Remuneração Regulatória da Companhia. A atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica, não sendo prevista, na estrutura tarifária, a remuneração com margem diferente de zero, sobre os serviços de construção.

Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após a dedução dos recursos provenientes do ingresso das obrigações especiais.

c) Receita de juros

É reconhecida quando for provável que os benefícios econômicos futuros deverão fluir para a Companhia 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.

3.3. Instrumentos financeiros

A Companhia não opera com instrumentos financeiros derivativos. Os principais ativos e passivos financeiros não derivativos estão descritos a seguir:

a. Ativos financeiros

A Companhia 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. Na data-base das demonstrações financeiras, a Companhia possuía os seguintes instrumentos financeiros ativos não-derivativos:

(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 a Companhia 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 da Companhia. 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 considerados os itens que compõem o caixa e o equivalentes de caixa (Nota 5).

(b) 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 “Outros Créditos (Nota 7)”.

(c) Ativos financeiros disponíveis para venda

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

Os ativos financeiros disponíveis para venda são compostos pelo ativo financeiro indenizável da concessão. (Nota 11).

b. Passivos financeiros

Os principais passivos financeiros reconhecidos pela Companhia são: contas a pagar a fornecedores e empréstimos. Estes passivos financeiros não são usualmente negociados antes do vencimento. São registrados inicialmente pelo valor justo das transações que lhes deram origem e são atualizados, quando aplicável, com base nos encargos contratuais. A Administração avalia que os valores apurados com base nesses critérios estão próximos do valor justo dos instrumentos financeiros detidos pela Companhia.

3.4. Transações em moeda estrangeira

A Companhia definiu que sua moeda funcional é o Real de acordo com as definições do Pronunciamento Técnico CPC nº 02 (R1) 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 nas demonstrações de resultados.

3.5. 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 das aplicações e com risco insignificante de mudança de seu valor justo. São registrados inicialmente pelo valor justo das transações que lhes deram origem e são atualizados, quando aplicável, com base nos encargos contratuais (vide Nota Explicativa nº 5).

3.6. Contas a receber

A Companhia 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, estão apresentados pelo valor presente e são deduzidos pelo ajuste para redução ao seu provável valor de recuperação por meio da constituição de provisão 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 Explicativa nº 6.

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 as originou. O critério utilizado pela Companhia 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

a. Classe residencial: consumidores com contas vencidas há mais de 90 dias;

b. Classe comercial: consumidores com contas vencidas há mais de 180 dias;

c. Classe industrial e rural e outros, com contas vencidas há mais de 360 dias.

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

3.7. 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.

3.8. Bens destinados à Alienação

Os bens destinados à alienação são avaliados pelo valor de custo ou valor justo, dos dois o menor.

3.9. Contrato de concessão (ativo intangível de concessão e ativo financeiro indenizável)

Conforme as práticas contábeis adotadas no Brasil e as IFRS, se a Concessionária não controla os ativos subjacentes, a infraestrutura da concessão não pode ser reconhecida como ativo imobilizado, passando a ser reconhecida de acordo com o um dos modelos contábeis previstos na Interpretação ICPC 01 (IFRIC 12), dependendo do tipo de compromisso de remuneração da Concessionária assumido com o Poder Público.

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

- 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.

Os ativos financeiros relacionados ao contrato de concessão são classificados como disponíveis para venda e em 31 de dezembro de 2012, foram valorizados com base na BRR – Base de Remuneração Regulatória, conceito de valor de reposição, que é utilizada para a determinação tarifária. A valorização pela BRR, apesar de não haver legislação que confirmasse que a indenização seria neste conceito, guarda coerência com o critério utilizado pela ANEEL para determinar a tarifa de energia das distribuidoras. Em 31 de dezembro de 2011, esse ativo financeiro estava classificado como empréstimos e recebíveis, avaliado a custo amortizado.

Com a introdução da Medida Provisória nº 579, convertida na Lei 12.783/2013 (para maiores informações vide Nota Explicativa nº 11), 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 fazer 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 2012, 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.

3.10. Propriedade para Investimentos

Propriedade para investimento é a propriedade mantida para auferir receita de aluguel ou para valorização de capital ou para ambos, mas não para venda no curso normal dos negócios, utilização na produção ou fornecimento de produtos ou serviços ou para propósitos administrativos. A propriedade para investimento é mensurada pelo custo. Custo inclui despesa que é diretamente atribuível a aquisição de uma propriedade para investimento. O custo da propriedade para investimento construída pelo proprietário inclui os custos de material e mão de obra direta, qualquer custo diretamente atribuído para colocar essa propriedade para investimento em condição de uso conforme o seu propósito e os juros capitalizados dos empréstimos.

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

Quando a utilização da propriedade muda de tal forma que ela é reclassificada como imobilizado, seu valor contábil apurado na data da reclassificação se torna seu custo para a contabilização subsequente (Nota 12).

3.11. Ativo imobilizado (bens da administração)

Os itens do imobilizado são mensurados pelo custo de aquisição ou construção, deduzido de depreciação acumulada e perdas de redução ao valor recuperável (impairment) acumuladas, quando aplicável. O custo inclui gastos que são diretamente atribuíveis à aquisição de um ativo. O custo de ativos construídos pela própria Companhia inclui:

- 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 pela Companhia. Gastos com manutenção e reparos recorrentes são registrados no resultado.

A depreciação e amortização são calculadas sobre o saldo das imobilizações em serviço, 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 (Nota Explicativa nº 13).

3.12. Redução ao valor recuperável de ativos não financeiros (impairment)

A Administração revisa, no mínimo, anualmente o valor contábil líquido dos ativos 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 levariam a Companhia a avaliar a necessidade de constituição de provisão para perda sobre o valor dos ativos não financeiros. A Companhia não possuía ágio, ativos intangíveis com vidas úteis indefinidas ou intangíveis em desenvolvimento para os quais seriam requeridos testes de recuperação dos valores registrados.

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. O gerenciamento dos negócios da Companhia considera uma rede integrada de distribuição, compoando uma única unidade geradora de caixa.

3.13. Provisões

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

A Companhia é parte em diversos processos judiciais e administrativos. Provisões para riscos, trabalhistas e cíveis são constituídas para todas as contingências referentes a processos judiciais e administrativos para os quais é provável que uma saída de recursos seja feita para liquidar a contingência/a obrigação e uma estimativa razoável possa ser efetuada. A avaliação da probabilidade de perda por parte dos consultores legais da Companhia inclui a avaliação das evidências disponíveis, a hierarquia das leis, as jurisprudências disponíveis, as decisões mais recentes nos tribunais e a sua relevância no ordenamento jurídico, bem como a avaliação dos advogados externos.

As provisões são revisadas e ajustadas para considerar alterações nas circunstâncias, tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções físicas ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais (vide Nota Explicativa nº 21).

3.14. Benefícios a empregados

i. Benefícios de curto prazo a empregados

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

O passivo é reconhecido pelo valor esperado a ser pago sob os planos de bonificação em dinheiro ou participação nos lucros de curto prazo se a Companhia tem uma obrigação legal ou construtiva de pagar esse valor em função de serviço passado prestado pelo empregado, e a obrigação possa ser estimada de maneira confiável.

ii. Benefícios pós-emprego

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objetivo de suplementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social. A Companhia concede, também, benefícios de assistência à saúde pós-emprego para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários – plano assistencial (vide Nota Explicativa nº 23).

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

O custeio dos benefícios concedidos pelos planos de benefícios definidos é estabelecido separadamente para cada plano, utilizando o método do crédito unitário projetado. Ganhos e perdas atuariais são reconhecidos como receita ou despesa quando os ganhos ou as perdas atuariais acumulados líquidos não reconhecidos para cada plano no final do período-base anterior ultrapassarem 10% da obrigação por benefícios definidos ou o valor justo dos ativos do plano naquela data, dos dois o maior (método do corredor). Esses ganhos ou perdas são reconhecidos ao longo do tempo de serviço médio de trabalho remanescente esperado dos funcionários que participam do plano.

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

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

3.15. Imposto de renda e contribuição social

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

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

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

A Administração da Companhia decidiu pela não constituição de ativo fiscal diferido até que os planos de recuperação econômico-financeira do grupo (Nota Explicativa nº 1) resultem na apuração de lucro tributário futuro de forma consistente.

3.16. Empréstimos e financiamentos

Estão demonstrados pelos valores conhecidos ou calculáveis, acrescidos dos correspondentes encargos e variações monetárias incorridos até a data do balanço, de acordo com a taxa efetiva de juros (vide Nota Explicativa nº 16).

3.17. Taxas regulamentares

a. Reserva Global de Reversão (RGR) - Encargo do setor elétrico brasileiro, pago mensalmente pelas concessionárias de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, expansão e melhoria dos serviços.

b. Conta Consumo de Combustível (CCC) - Parcela da receita tarifária, paga pelas empresas distribuidoras de energia, com dupla finalidade: pagar as despesas com o combustível usado nas usinas térmicas, utilizadas para garantir as incertezas hidrológicas; e subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para equalizar as tarifas aos níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados.

c. Conta de Desenvolvimento Energético (CDE) - Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, possibilitando a universalização do serviço de energia elétrica.

d. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Programa de Eficiência Energética (PEE) e Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCIT) - As empresas distribuidoras de energia elétrica estão obrigadas a destinar 1% de sua receita operacional líquida para reinvestimentos nesses programas.

e. Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE) - Calculada pela ANEEL, incidente sobre a distribuição de energia, considerando o valor econômico agregado pela concessionária.

f. Encargo do Serviço do Sistema (ESS) - Tem como objetivo manter a confiabilidade e a estabilidade do sistema interligado nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado pela Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE) e é pago pelas distribuidoras às geradoras.

3.18. Operações de compra e venda de energia elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica (CCEE)

Os registros das operações de compra e venda de energia elétrica na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência, de acordo com informações fornecidas por aquela entidade e/ou por estimativa.

3.19. Demais ativos e obrigações

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

3.20. Demonstrações dos fluxos de caixa

A Companhia elaborou as demonstrações dos fluxos de caixa (DFC) pelo método direto nos termos do Pronunciamento Técnico nº 03 (R2) do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) (IAS 7).

3.21. Demonstrações do valor adicionado

A Companhia elaborou de forma espontânea as demonstrações do valor adicionado (DVA) nos termos do Pronunciamento Técnico nº 09 do Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC), as quais não são requeridas para empresas de capital fechado e pelas IFRS.

3.22. Novas normas e interpretações ainda não adotadas

Diversas normas, emendas a normas e interpretações às IFRS emitidas pelo IASB ainda não entraram em vigor para o exercício encerrado em 31 de dezembro de 2012, conforme abaixo, e, portanto, não foram aplicadas na preparação destas demonstrações financeiras. Os efeitos esperados dessas novas normas nas demonstrações financeiras da Companhia estão sendo destacados após cada enunciado, na medida em que são aplicáveis à Companhia e/ou conhecidos.

O Comitê de Pronunciamentos Contábeis (CPC) ainda não emitiu os pronunciamentos equivalentes para todas as novas normas, mas existe expectativa de que o faça antes da data requerida de sua entrada em vigor. A adoção antecipada dos pronunciamentos do IFRSs está condicionada à aprovação prévia em ato normativo pelo Conselho Federal de Contabilidade.

Destacamos a seguir, as principais alterações considerando o tipo de negócio da Companhia:

IAS 1 Apresentação das Demonstrações Financeiras – Apresentação de Itens de Outros Resultados Abrangentes: As revisões do IAS 1 alteraram o agrupamento dos itens apresentados em outros resultados abrangentes. Itens que poderiam ser reclassificados (ou “reclassificados”) ao resultado em certo período no futuro (por exemplo, ganhos líquidos em operações de *hedge* de investimentos líquidos, diferenças de variação cambial na tradução de operações no exterior, movimentos líquidos de *hedge* de fluxos de caixa ou ganhos na venda de ativos classificados como disponíveis para venda) deveriam ser apresentados separadamente dos itens que nunca serão reclassificados (por exemplo, ganhos ou perdas atuariais em planos de benefício definido). As revisões afetam somente a apresentação e não há impactos na posição financeira ou de desempenho da Companhia. Estas revisões passam a vigorar para exercícios iniciados em ou a partir de 1º de julho de 2012, e serão aplicadas nas demonstrações financeiras da Companhia quando se tornarem efetivas.

IAS 19 Benefícios aos Empregados (Emenda): O IASB emitiu várias emendas ao IAS 19. Tais emendas englobam desde alterações fundamentais, como a remoção do mecanismo do corredor e o conceito de retornos esperados sobre ativos do plano, até simples esclarecimentos sobre valorizações e desvalorizações e reformulação. Esta emenda entrará em vigor para os períodos anuais iniciando em ou após 1º de janeiro de 2013.

Considerando que a Companhia adota o mecanismo “do corredor” até o encerramento das demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, os ganhos e perdas atuariais acumulados e ainda não reconhecidos deverão ser imediatamente registrados no patrimônio líquido, como outros resultados abrangentes, em 1º de janeiro de 2013. Os efeitos contábeis conhecidos em relação a esse procedimento nas demonstrações financeiras da Companhia são representados por perdas atuariais acumuladas, cujos valores em 31 de dezembro de 2012, com efeitos em 1º de janeiro de 2013, são os seguintes:

	Plano Previdencial - Benefício Definido	Plano Assistencial – Benefício Definido
Efeitos da eliminação do método do “corredor”	4.816	160.424

Esses valores serão registrados como redução do patrimônio líquido da Companhia como outros resultados abrangentes.

A Nota Explicativa nº 23 contém o detalhamento dos cálculos atuariais para cada plano administrado pela Companhia em consonância com o Pronunciamento Técnico CPC 33.

IAS 32 Compensação entre Ativos Financeiros e Passivos Financeiros – Revisões do IAS 32: Estas revisões explicam o significado de “atualmente tem o direito legal de compensação”. As revisões também esclarecem a adoção dos critérios de compensação do IAS 32 para os sistemas de liquidação (como os sistemas de câmaras de liquidação) que aplicam mecanismos brutos de liquidação que não são simultâneos. Estas revisões não deverão ter um impacto sobre a posição financeira, desempenho ou divulgações da Companhia, com vigência para os períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2014.

IFRS 1 – Empréstimos do Governo – Revisões da IFRS 1: Estas revisões estabelecem a primeira aplicação das exigências do IAS 20 - Contabilização de Subvenção e Assistências Governamentais, prospectivamente a empréstimos governamentais existentes na data de transição para as IFRS. As entidades podem optar por aplicar as exigências da IFRS 9 (ou IAS 39, conforme o caso) e IAS 20 a empréstimos do governo retrospectivamente, se a informação necessária para isso tivesse sido obtida no momento da contabilização inicial desse empréstimo. A exceção dispensaria as entidades que estejam adotando a norma pela primeira vez da mensuração retrospectiva de empréstimos do governo com uma taxa de juros inferior à do mercado. A revisão terá vigência para períodos anuais iniciados em ou após 1º de janeiro de 2013. A revisão não terá impacto sobre a Companhia.

IFRS 7 – Divulgações - Compensação entre Ativos Financeiros e Passivos Financeiros – Revisões da IFRS 7: Estas revisões exigem que uma entidade divulgue informações sobre os direitos à compensação e acordos relacionados (por exemplo, acordos de garantia). As divulgações fornecem informações úteis aos usuários para avaliar o efeito de acordos de compensação sobre a posição financeira de uma entidade. As novas divulgações são necessárias para todos os instrumentos financeiros reconhecidos que são compensados de acordo com o IAS 32 Instrumentos Financeiros - Apresentação. As divulgações também se aplicam a instrumentos financeiros reconhecidos que estão sujeitos a um contrato principal de compensação ou acordo semelhante, independentemente de serem ou não compensados de acordo com o IAS 32. A revisão entrará em vigor para os períodos anuais em ou após 1º de janeiro de 2013.

IFRS 9 Instrumentos Financeiros: Classificação e Mensuração: A norma IFRS 9, conforme emitida reflete a primeira fase dos trabalhos do IASB referentes à substituição do IAS 39 e aplica-se à classificação e mensuração de ativos financeiros e passivos financeiros, tal como definido no IAS 39. A norma inicialmente vigorou para períodos anuais a partir de 1º de janeiro de 2013, contudo, a norma *Alterações à IFRS 9 Data Efetiva da IFRS 9 e Divulgações para Transição*, emitida em dezembro de 2011, alterou a data efetiva obrigatória para 1º de Janeiro de 2015. Em fases posteriores, o IASB abordará a contabilidade de instrumentos de *hedge* e a redução ao valor recuperável de ativos financeiros. A adoção da primeira fase da IFRS 9 terá efeito sobre a classificação e mensuração de ativos financeiros da Companhia, mas não causará impacto na classificação e mensuração de passivos financeiros. A Companhia quantificará o efeito em conjunto com as outras fases, quando for emitida a norma final, compreendendo todas as fases.

IFRS 13 Mensuração do Valor Justo: A IFRS 13 estabelece uma única fonte de orientação nas IFRS para todas as mensurações do valor justo. A IFRS 13 não muda a determinação de quando uma entidade é obrigada a utilizar o valor justo, mas fornece orientação sobre como mensurar o valor justo de acordo com as IFRS, quando o valor justo é exigido ou permitido. Esta norma terá vigência para períodos anuais com início em ou após 1º de janeiro de 2013. A aplicação desta norma não terá impacto para a Companhia.

4. Instrumentos financeiros e gerenciamento de riscos

a. Considerações gerais

A Companhia 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 da Companhia que não opera com instrumentos financeiros derivativos.

b. 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 pela Companhia, vide informações adicionais na Nota Explicativa nº 3.2.

c. Gerenciamento de risco

A Administração tem total responsabilidade pelo estabelecimento e pela supervisão da estrutura de gerenciamento de risco da Companhia. A Administração tem na sua Auditoria Interna, no Comitê Executivo - COEX e no Comitê de Planejamento - CPLAN os responsáveis pelo desenvolvimento e pelo acompanhamento das políticas de gerenciamento de risco da Companhia.

As políticas de gerenciamento de risco da Companhia são estabelecidas para identificar e para analisar os riscos enfrentados, para definir limites e controles de riscos apropriados e para monitorar riscos e aderência aos limites. As políticas e os sistemas de gerenciamento de riscos são revisados frequentemente para refletir mudanças nas condições de mercado e nas atividades da Companhia. A Companhia, através de suas normas e de procedimentos de treinamento e gerenciamento, objetiva desenvolver um ambiente de controle disciplinado e construtivo, no qual todos os empregados entendem os seus papéis e as suas obrigações.

A Auditoria Interna auxilia a Administração supervisionando o cumprimento das políticas e dos procedimentos de gerenciamento de riscos. Revisa a adequação da estrutura em relação aos riscos enfrentados. A Auditoria Interna realiza tanto as revisões regulares como as revisões de controles e procedimentos de gerenciamento de risco.

i. Risco de crédito

Risco de crédito é o risco de a Companhia incorrer em perdas decorrentes de um cliente ou de uma contra-parte em um instrumento financeiro, decorrentes da falha destes em cumprir com suas obrigações contratuais. O risco é basicamente proveniente das contas a receber de clientes e de outros instrumentos financeiros ativos (Nota Explicativa nº 6). No que se refere ao contas a receber de clientes, a Companhia 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. Para recuperação da inadimplência, a Companhia atua por meio de programas de renegociação de débitos pendentes, negativingo de clientes em empresas de proteção ao crédito, corte no fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente.

Com 74,45% do consumo de energia baseado nos consumidores residenciais, comerciais e industriais, a Companhia apresenta forte pulverização do risco de crédito. Para o restante, os maiores devedores continuam sendo os órgãos públicos, responsáveis por cerca de 23% do consumo total. Nas Notas Explicativas nºs 3.6 e 6 estão descritos os critérios e os valores registrados relativos à redução ao valor recuperável dos recebíveis da Companhia.

ii. Risco de liquidez

A CEB D tem financiado suas operações com recursos oriundos de suas atividades operacionais, do mercado financeiro e de empresas coligadas. A situação econômica e financeira é constantemente avaliada por meio de informações da área financeira, tratadas em ambiente de executivos da Companhia, denominado COEX – Colegiado de Executivos, que recomenda ações à Administração.

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

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

Passivos financeiros não Derivativos	Valor	Até 6 meses	De 6 meses a 1 ano	De 1 a 2 anos	De 2 a 5 anos	Mais de 5 anos
Fornecedores	171.696	149.376	22.320			
Obrigações Tributárias	174.556	137.829			36.727	
Encargos Regulatórios	160.449	50.568	19.434	90.447		
Empréstimos e Financiamentos	310.415	45.154	41.231	87.996	108.995	27.039
Obrigações Societárias	4.371	4.371				
Obrigações Sociais e Trabalhistas	24.513	12.257	12.256			
Benefícios Pós Emprego	219.804	16.389	19.433	65.556	82.014	36.412
Provisões para riscos trabalhistas, cíveis, fiscais e regulatórios	44.926			44.926		
Demais Obrigações	28.247	19.891		8.356		
Total	1.138.977	435.835	114.674	297.281	227.736	63.451

iii. Risco de taxa de juros

Esse risco é oriundo das flutuações nas taxas de juros com relação aos itens patrimoniais à que está exposta. A Companhia possui passivos remunerados por taxas de expectativas inflacionárias e/ou encargos de juros, em especial das variações atreladas aos indexadores IGPM, CDI e TJLP. Esses passivos incluem relevantemente os créditos a receber em atraso ou renegociado na data-base do balanço e as obrigações com empréstimos e financiamentos. Vide detalhamento desses encargos na Nota Explicativa nº 16.

Conseqüentemente, as variações positivas e negativas dos indexadores e juros atreladas a esses ativos e passivos afetam diretamente o resultado da Companhia. Demons-tramos a seguir a análise de sensibilidade das variações das taxas, para a qual foram consideradas as seguintes premissas:

(i) Que o cenário de exposição dos instrumentos financeiros indexados a taxas de juros variáveis em 31 de dezembro de 2012 seja mantido em 2013;

(ii) Que os respectivos indexadores anuais acumulados para esta data base permaneçam estáveis;

O impacto no valor da despesa financeira líquida foi analisado em três cenários, conforme a seguir:

(iii) Para o cenário provável estimou-se o CDI para o ano de 2013 em 7,06% a.a. de acordo com dados do Relatório Focus do Banco Central, disponibilizado em 11 de janeiro de 2013. No caso da TJLP atribuiu-se que permaneça a mesma taxa de 5% a.a. determinado pela Resolução 4.173 do BACEN de 20 de dezembro de 2012; e

(iv) Para o cenário possível e remoto foi considerada uma variação positiva da taxa de juros de 25% e 50%, respectivamente.

	Risco	Base	Cenários projetados - 31/12/2013		
		31/12/2012	Provável	Adverso	Remoto
Passivos Financeiros					
Cenário			7%	9%	11%
Empréstimos e Financiamentos	CDI	143.273	153.388	155.924	158.446
Cenário			5%	6%	8%
Empréstimos e Financiamentos	TJLP	107.030	112.382	113.719	115.057
Cenário			5%	6%	7%
Empréstimos e Financiamentos	IGPM	60.112	63.094	63.839	64.584
Exposição		310.415	328.864	333.482	338.087

iv. Risco cambial

O risco de taxa de câmbio é decorrente de flutuações do câmbio que reduzam valores nominais faturados ou aumentem valores pagados no mercado.

Na atividade da Companhia, é considerado risco apenas a exposição cambial relacionada às variações derivadas dos pagamentos de energia comprada de Itaipu, que são atrelados ao dólar norte-americano. A Companhia mantém constante monitoramento das tendências das taxas de câmbio.

O efeito da variação cambial decorrente do contrato de compra de energia da Eletrobrás (Itaipu) é repassado no próximo reajuste tarifário da CEB D.

Com isso, em conformidade com o Pronunciamento Técnico CPC 40 (IAS 39) a Companhia realizou uma análise em seus instrumentos financeiros, com objetivo de ilustrar sua sensibilidade às mudanças em variáveis de mercado.

Para o cenário base, foram considerados os saldos existentes na conta – Eletrobrás (Itaipu) em 31/12/2012 e para o cenário provável considerou-se os saldos com variação da taxa de câmbio – média do período (R\$/US\$ 2,08) prevista na mediana das expectativas de mercado para 2013 do relatório Focus do BACEN de 11/01/2013. Para os cenários possível e remoto, foram consideradas uma variação positiva de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco relativo do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

	Risco	31/12/2012	Cenários projetados		
		Base (R\$/US\$ 2,04469)	Provável (R\$/US\$ 2,08)	Adverso possível 25% (R\$/US\$ 2,55)	Adverso extremo 50% (R\$/US\$ 3,05)
Passivos Financeiros					
Fornecedores					
Eletrobrás (Itaipu)	Alta do dólar	19.152	19.483	23.940	28.728
Efeitos da variação do dólar			331	4.788	9.576
Exposição		19.152	19.483	23.940	28.728
Efeito líquido da Depreciação Cambial			331	4.788	9.576

v. 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 da Companhia 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 da Companhia.

O objetivo da Administração da Companhia é acompanhar o risco operacional de modo a evitar danos à recuperação da Companhia, buscar eficácia de custos e para evitar procedimentos de controle que restrinjam a iniciativa e a criatividade.

vi. 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 pela Companhia.

Apresentamos a seguir os principais instrumentos financeiros ativos e passivos:

Descrição	Avaliação	31/12/2012		31/12/2011	
		Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil
Ativos Financeiros		1.071.570	963.552	794.522	794.522
Valor Justo por meio do Resultado		2.683	2.683	4.866	4.866
Aplicações Financeiras	Valor Justo	2.683	2.683	4.866	4.866
Empréstimos e Recebíveis		446.401	446.401	414.691	414.691
Caixa e Bancos	Valor Justo	46.242	46.242	21.473	21.473
Contas a Receber	Custo Amortizado	400.159	400.159	393.218	393.218
Disponível para Venda		622.486	514.468	374.965	374.965
Ativo Financeiro Indenizável	Valor Justo	622.486	514.468	374.965	374.965
Passivos Financeiros		646.931	646.931	437.948	437.948
Outros Passivos Financeiros		646.931	646.931	437.948	437.948
Fornecedores	Custo Amortizado	171.696	171.696	156.728	156.728
Empréstimos e Financiamentos	Custo Amortizado	310.415	310.415	123.472	123.472
Obrigações Societárias	Custo Amortizado	4.371	4.371	4.371	4.371
Encargos Regulatórios	Custo Amortizado	160.449	160.449	153.377	153.377

vii. 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 (“nonperformance risk”), incluindo o próprio crédito da Companhia 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 deve 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 esses ativos ou passivos. Geralmente, os ativos e passivos de Nível 3 são mensurados utilizando modelos de precificação, fluxo de caixa descontados, ou metodologias similares que demandam um significativo julgamento ou estimativa.

De acordo com o CPC 40 / IFRS 7, o Grupo mensura seus equivalentes de caixa e aplicações financeiras pelo seu valor justo. Os equivalentes de caixa e aplicações financeiras são classificados como Nível 2, pois são mensurados utilizando preços de mercado para instrumentos similares.

As tabelas abaixo demonstram, de forma resumida, nossos ativos financeiros registrados a valor justo em 31 de dezembro de 2

b. Valores a receber por idade de vencimento

Descrição	Saldo Vincendo	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total 31/12/2012	Total 31/12/2011
Classes de Consumidor					
Residencial	27.676	27.800	30.601	86.077	88.328
Industrial	2.833	2.970	3.054	8.857	9.585
Comércio, Serviços e Outros	19.730	16.586	28.759	65.075	79.937
Rural	888	1.425	4.095	6.408	7.324
Poder Público	13.217	1.830	69.032	84.079	72.538
Iluminação Pública	6.517	-	26.035	32.552	52.965
Serviço Público	5.138	-	1.257	6.395	7.645
Subtotal Consumidores	75.999	50.611	162.833	289.443	318.322
Serviço Taxado	431	405	538	1.374	1.563
Concessionárias e Permissonárias	559	550	1.904	3.013	3.840
Fornecimento Não Faturado				97.694	89.328
Acrescimo Moratório Conta de Energia				-	47.378
Parcelamentos a Faturar CP e LP				5.998	28.843
Acordo CAESB (Nota 4e)				15.615	-
Energia Elétrica Curto Prazo - CCEE				29.806	-
Arrecadação a Classificar				(1.251)	(1.628)
Outros				1.340	764
Total	76.989	51.566	165.275	443.032	488.410
Prov. Crédito Liquidação Duvidosa				(42.873)	(95.192)
Contas a Receber Líquido	76.989	51.566	165.275	400.159	393.218

c. Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa

c.1. Composição da 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, até o encerramento do balanço, contabilizados com base no regime de competência. Segue um resumo das faixas de atraso sujeitas à provisão:

Descrição	31/12/2012	31/12/2011
Residencial - Vencidos há mais de 90 dias	16.574	33.757
Industrial - Vencidos há mais de 360 dias	1.775	2.727
Comercial - Vencidos há mais de 180 dias	18.365	48.786
Rural - Vencidos há mais de 360 dias	2.183	4.819
Poder Público - Vencidos há mais de 360 dias	59.177	59.380
Iluminação Pública - Vencidos há mais de 360 dias	25.846	41.522
Serviço Público - Vencidos há mais de 360 dias	1.230	1.232
Concessionários - Vencidos há mais de 360 dias	1.852	2.327
GDF - Acionista controlador não provisionado vencidos há mais de 360 dias	(84.129)	(99.358)
Total	42.873	95.192

c.2. Movimentação da Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa

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

Saldo em 31 de dezembro de 2011	95.192
Adições	15.753
Baixas	(17.575)
Reversão Br Telecom - Acordo	(15.814)
Baixa para Perda - Lei Nº 9.430/96	(34.683)
Saldo em 31 de dezembro de 2012	42.873

d. Créditos com o Governo do Distrito Federal

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\$ 103.499 em 31 de dezembro de 2012 (R\$ 123.310 em 31 de dezembro de 2011) compostos por fornecimento de energia elétrica, multa, juros e atualização monetária incidentes sobre faturas pagas em atraso no período de 2001 a 2005. 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 seguir a composição dos créditos com o GDF por idade de vencimentos:

Valores a receber por idade de vencimento						
Descrição	Saldo vincendo	Vencidos até 90 dias	Vencidos de 91 a 360 dias	Vencidos a mais de 360 dias	Total 31/12/2012	Total 31/12/2011
Governo do Distrito Federal - GDF	17.046	906	1.418	84.129	103.499	123.310

Os débitos da Companhia de Água e Esgoto de Brasília – CAESB descritos no item seguinte, estão excluídos do quadro acima.

e. Acordo realizado com o Governo do Distrito Federal

Em agosto de 2011 a Companhia celebrou um acordo de parcelamento para liquidação dos débitos da Companhia de Água e Esgoto de Brasília – CAESB relativa encargos por atraso no pagamento de faturas de energia elétrica. O valor do débito 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 2012:

Valor original do débito	14.800
Encargos Financeiros	7.539
Valor dívida reconhecida	22.339
Encargos a transcorrer	5.898
Valor do parcelamento na data Acordo	28.237
Amortização	(10.000)
Ajuste a Valor Presente	(2.622)
Valor parcelamento em 31 de dezembro de 2012	15.615
Circulante	6.288
Não Circulante	9.327

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

7. Outros créditos

Descrição	31/12/2012	31/12/2011
Alienação de Bens (a)	-	38.956
Despesas pagas Antecipadamente (b)	6.473	5.639
Plano Assistencial - FACEB (c)	2.913	2.928
Serviços em Curso (d)	2.512	3.310
Desativações em Curso (e)	5.562	8.160
Pessoal Cedido	1.577	837
Outros	2.153	1.462
Total	21.190	61.292
Circulante	20.631	45.384
Não circulante	559	15.908

(a) Em 2011 a Companhia efetuou a venda de 4 (quatro) terrenos de sua propriedade mediante licitação. Um dos terrenos, o de valor mais relevante, foi vendido de forma parcelada em 24 prestações mensais, corrigidas pela variação do índice IGP-M e remuneradas a taxa de juros de 1% (um por cento) ao mês. O custo contábil dos imóveis vendidos soma R\$ 1.895, os valores de venda soma R\$ 57.524, obtendo um ganho na alienação de R\$ 56.029.

(b) Os valores registrados em despesas pagas antecipadamente referem-se basicamente, a quota do Programa de Fontes Alternativas – PROINFA relativas aos meses de janeiro e fevereiro de 2013 no montante de R\$ 6.429.

(c) Refere-se a antecipações de valores relativos ao Plano Assistencial.

(d) 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.

(e) Refere-se ao valor das desativações em andamento de Unidades de Adição e Retirada - UAR, por motivos técnico-operacionais e sinistros, através do sistema de Ordem de Desativação - ODD. Seu saldo representa os valores líquidos da UAR desativada e todos os gastos incorridos com a sua remoção.

8. Tributos e contribuições sociais compensáveis

Descrição	31/12/2012	31/12/2011
ICMS	16.303	16.102
IRPJ	5.413	11.025
CSLL	2.275	6.398
Outros	1.541	169
Total	25.532	33.694
Circulante	16.635	17.739
Não circulante	8.897	15.955

Os valores relativos a Imposto de Renda e Contribuição Social referem-se às 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.

9. Cauções e depósitos vinculados

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

10. Bens e direitos destinados à alienação

Imóveis	Localidade	Tamanho	31/12/2012	31/12/2011
Terreno	QI 10 lotes 25 a 38/DF(b)	10.500 m²	896	896
Terreno	Setor Noroeste SIA Norte PR 155/1/DF(a)	284.160 m²	-	274.400
Terreno	Outros		817	819
			1.713	276.115

(a) Em 2009, o controlador aumentou o capital da Companhia por meio de um terreno avaliado pelo seu valor justo na data do referido aumento de capital a fim de atender o "Compromisso de Subscrição de Ações" constante da Resolução Autorizativa nº 958, de 12 de junho de 2007. A ANEEL, por meio do Ofício 1.358/2009 – SFF/ ANEEL, de 18 de setembro de 2009 ressaltou que a Resolução nº 958/2007 somente seria cumprida após a alienação do imóvel. A Companhia fez duas tentativas de venda do terreno, mediante licitação, em 22 de julho de 2010 e 03 de agosto de 2010 e não houve proponentes, restando deserta a licitação. Considerando não haver atualmente a disposição da Companhia em alienar o referido imóvel, o bem foi transferido para a rubrica Propriedade para Investimento. Vide informações adicionais na Nota Explicativa nº 12.

(b) O valor justo da propriedade na QI 10 lotes 25 a 38/DF, de acordo com avaliação emitida por empresa terceirizada especializada, é de R\$ 20.412 em novembro de 2012.

11. Ativo financeiro de concessão

Com base nas características estabelecidas no contrato de concessão de distribuição de energia elétrica da Companhia, a Administração entende que estão atendidas as condições para a aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 - Contratos de Concessão (IFRIC 12), a qual fornece orientações sobre a contabilização de concessões de serviços públicos a operadores privados, para refletir a atividade principal da Companhia, e refere-se a infra-estrutura investida nas concessões que serão objeto de indenização do Poder concedente ao final da concessão.

A Resolução Normativa ANEEL nº 474, de 07 de fevereiro de 2012, estabeleceu novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgados no setor elétrico, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2012, determinando alteração na vida útil econômica dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição.

Considerando que essa alteração implicou, em média, em um alongamento da vida útil dos referidos bens, houve uma diminuição da amortização do ativo intangível e um aumento da parcela residual da infraestrutura que a Companhia espera receber como indenização ao final do período da Concessão. Como consequência, houve uma redistribuição da infraestrutura que é classificada no ativo intangível e no ativo financeiro, em decorrência da adoção do IFRIC 12/OCPC 5 – Contratos de Concessão.

Considerando os aspectos econômicos, regulatórios e o melhor entendimento técnico-contábil, a remensuração da infraestrutura resultou, em 30 de junho de 2012, na reclassificação de R\$ 24.344 da rubrica de ativo intangível para o ativo financeiro, sem alterar os demais procedimentos contábeis decorrentes da adoção do IFRIC 12/OCPC 5 – Contratos de Concessão.

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

Adotando essa nova estimativa, a Companhia recalculou o 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, líquido dos efeitos tributários. A partir de 31 de dezembro de 2012, o ativo financeiro será movimentado pelas adições, atualizações e baixas, e remensurado sempre da ocorrência de um novo ciclo tarifário.

Este ativo financeiro está classificado como um ativo disponível para venda, 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. Em 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, 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 2012, não há saldo registrado em outros resultados abrangentes uma vez que a Companhia concluiu que naquela data não havia diferença entre essas taxas.

A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável (concessão) está assim apresentada:

Saldo em 31 de dezembro de 2010	343.738
Adições	32.647
Baixas	(1.420)
Saldo em 31 de dezembro de 2011	374.965
Adições	120.054
Baixas	(4.895)
Reclassificação Resolução ANEEL nº 474/12	24.344
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR	108.018
Saldo em 31 de dezembro de 2012	622.486

Não houve indícios de perda do valor recuperável desses ativos na data das demonstrações financeiras.

12. Propriedade para investimento

O saldo de R\$ 274.400, em 31 de dezembro de 2012, refere-se ao investimento em terreno, que não faz parte da atividade operacional da Companhia. É avaliado ao custo. O valor justo atual desse investimento, de acordo com avaliação emitida por empresa terceirizada especializada, é de R\$ 301.287 (R\$ 291.320 em 31 de dezembro de 2011), não havendo, portanto, indicativo de redução ao valor recuperável (*impairment*).

13. Imobilizado

a. Composição do Imobilizado:

A composição do imobilizado está demonstrada a seguir:

Descrição	Taxas anuais de depreciação	Custos	depreciação acumulada	Valor Líquido 31.12.2012	Valor Líquido 31.12.2011
Imobilizado em Serviço					
Edificações, Obras Cíveis e Beneficórias	2,0 a 4%	5.408	(2.417)	2.991	3.175
Máquinas e Equipamentos	3,3 a 6,7%	23.988	(17.165)	6.823	7.855
Veículos	20%	12.385	(7.700)	4.685	234
Móveis e Utensílios	10%	6.566	(2.344)	4.222	2.405
Total Imobilizado em Serviço		48.347	(29.626)	18.721	13.669
Imobilizado em Curso		59.233	-	59.233	62.004
Total do Imobilizado		107.580	(29.626)	77.954	75.673

Não houve indícios de perda do valor recuperável desses ativos na data das demonstrações financeiras.

b. Movimentação do Imobilizado:

Segue a movimentação do ativo imobilizado:

Descrição	Saldo em 2010	Adições	Baixas	Saldo em 2011	Adições	Baixas	Saldo em 2012
Imobilizado em Serviço							
Custo							
Terrenos	-	-	-	-	-	-	-
Edificações, Obras Cíveis e Beneficórias	5.428	-	-	5.428	-	(20)	5.408
Máquinas e Equipamentos	29.030	3	(1.627)	27.406	873	(4.291)	23.988
Veículos	7.610	-	(463)	7.147	5.238	-	12.385
Móveis e Utensílios	3.051	2.357	(720)	4.688	2.293	(415)	6.566
Total do Imobilizado em Serviço - Custo	45.119	2.360	(2.810)	44.669	8.404	(4.726)	48.347
(-) Depreciação							
Edificações, Obras Cíveis e Beneficórias	(2.050)	(203)	-	(2.253)	(170)	6	(2.417)
Máquinas e Equipamentos	(19.771)	(1.407)	1.627	(19.551)	(1.232)	3.619	(17.164)
Veículos	(7.023)	(353)	463	(6.913)	(789)	2	(7.699)
Móveis e Utensílios	(2.217)	(192)	126	(2.283)	(458)	396	(2.345)
Total do Imobilizado em Serviço - Depreciação	(31.061)	(2.155)	2.216	(31.000)	(2.649)	4.023	(29.626)
Imobilizado em Curso							
Edificações, Obras Cíveis e Beneficórias	942	-	(942)	-	3.078	-	3.078
Máquinas e Equipamentos	-	-	-	-	1.693	(1.177)	516
Móveis e Utensílios	-	4.697	(4.696)	1	20.274	(20.275)	-
Material em Depósito	64.902	28.847	(32.670)	61.079	28.250	(36.224)	53.105
Adiantamento a Fornecedores	-	7.767	(6.843)	924	5.191	(3.581)	2.534
Total do Imobilizado em Curso	65.844	41.311	(45.151)	62.004	58.486	(61.257)	59.233
Total do ativo Imobilizado	79.902	41.516	(45.745)	75.673	64.241	(61.960)	77.954

14. Intangível

O ativo intangível da concessão representa o direito de exploração dos serviços de construção e prestação dos serviços de fornecimento de energia elétrica que será recuperado através do consumo e consequente faturamento aos consumidores.

15. Fornecedores

A rubrica Fornecedores - Suprimento de Energia é composta pelas obrigações com fornecedores relativos a contrato inicial (Itaipu), contratos de comercialização em ambiente regulado - CCEAR (leilão) e contratos bilaterais que a Companhia mantém com partes relacionadas (CEB Lajeado, Corumbá Concessões e Energética Corumbá III) e Energia Livre.

Descrição	31/12/2012	31/12/2011
Encargos de uso da rede elétrica	13.103	13.164
Suprimento de energia elétrica	121.223	95.197
Materiais e serviços	37.370	48.367
Total	171.696	156.728

16. Empréstimos e financiamentos

Entidades	31/12/2012	31/12/2011	GARANTIAS	ENCARGOS
ELETROBRÁS	60.112	64.552	Cessão de Direitos Creditórios	Juros entre 5% a 8% a.a. 1% a 2% a.a. de Tx. de Adm. + variação da UFIR/IGP-M
Banco do Brasil S.A.(FCO I a IV)	100.029	92.510	Cessão de Direitos Creditórios	Juros de 10% a.a. atualização pela TJLP e Bonus de Adimplência de 15% sobre o valor da parcela
Banco do Brasil S.A.(FINAME)	7.001	8.001	Cessão de Direitos Creditórios	Juros de 4,5% a.m. atualização pela TJLP
Caixa Econômica Federal	142.960	177.046	Cessão de Direitos Creditórios	CDI + juros de 2,16% a.a.
Caixa Econômica Federal	313	50.588	Cessão de Direitos Creditórios	129% a a. do CDI cetip (durante o período de utilização).
Total Geral	310.415	392.697		
Total do Circulante	86.307	123.472		
Total do Não Circulante	224.108	269.225		

a. Composição dos empréstimos por indexadores, com a respectiva amortização, é como segue:

	2013	2014	2015	2016	2017	2018+	Total
Indexadores							
UFIR/RGR	26.732	13.022	12.754	6.763	348	493	60.112
CDI	43.435	58.966	40.872	-	-	-	143.273
TJLP	16.140	16.086	16.086	16.086	16.086	26.546	107.030
Total por indexador	86.307	88.074	69.712	22.849	16.434	27.039	310.415

b. A movimentação dos Empréstimos e Financiamentos é como segue:

	Saldo em 31 de dezembro de 2010	445.784
Empréstimos e Financiamentos Obtidos	103.031	
Encargos Financeiros Pagos	(48.926)	
Encargos Incorridos	50.290	
Amortizações	(157.482)	
Saldo em 31 de dezembro de 2011	392.697	
Empréstimos e Financiamentos Obtidos	135.015	
Encargos Financeiros Pagos	(34.802)	
Encargos Incorridos	33.735	
Amortizações	(216.230)	
Saldo em 31 de dezembro de 2012	310.415	

A Companhia não possui cláusulas de covenants nos contratos de empréstimos.

17. Tributos e contribuições sociais

Descrição	31/12/2012	31/12/2011
ICMS	75.746	99.339
ISS	888	1.523
IRPJ Diferido	27.005	8.263
Retenções IRRF/CSLL/PIS/COFINS	2.152	2.456
COFINS	7.199	6.011
PIS	1.563	1.305
CSLL Diferida	9.722	2.983
INSS	3.720	3.103
Outros	1.262	1.216
Total	129.257	126.199
Circulante	92.530	114.953
Não circulante	36.727	11.246

Demonstramos abaixo a memória de cálculo do imposto de renda e contribuição social no resultado do exercício de 2012:

Descrição	31.12.2012		31.12.2011	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro antes dos tributos	71.627	71.627	19.624	19.624
Ajuste RTT (a)	(111.984)	(111.984)	(167.546)	(167.546)
Adições(exclusões) permanentes	71.159	71.159	15.374	15.374
Adições(exclusões)temporárias	(3.105)	(3.105)	174.928	174.928
Total	27.697	27.697	42.380	42.380
(-)Compensação Prejuízo fiscal	(537)	(537)	(12.714)	(12.714)
Base de Cálculo	27.160	27.160	29.666	29.666
Alíquota aplicável (*)	25%	9%	25%	9%
Imposto de renda e contribuição social corrente	6.686	2.445	7.278	2.670
Imposto de renda e contribuição social diferido	18.742	6.738	8.263	2.983
Ajuste de IRPJ e CSLL do exercício de 2010	-	-	1.153	426
Total despesa de imposto de renda e contribuição social no período	25.428	9.183	16.694	6.079

(*) 15% e 10% adicional.

As obrigações diferidas circulante e não circulante de Imposto de Renda e Contribuição Social relativas ao exercício de 2011 referem-se ao reconhecimento da tributação pelo Regime de Caixa, da venda de um terreno com recebimentos parcelados, art. 421 do Decreto 3.000/99 (Nota Explicativa nº 7). As obrigações diferidas relativas ao exercício de 2012 de Imposto de Renda e Contribuição Social são não circulante e referem-se ao reconhecimento da tributação sobre o ganho derivado do registro do ativo financeiro da concessão pelo Valor Novo de Reposição (VNR).

(a) O Regime Tributário de Transição (RTT) é um procedimento exclusivamente fiscal utilizado para neutralizar os efeitos tributários decorrentes da convergência às normas internacionais de contabilidade (IFRS).

17.1. Ativos fiscais diferidos não reconhecidos

A Companhia não registrou os efeitos fiscais diferidos de imposto de renda e contribuição social (crédito tributário), decorrentes de diferenças temporárias até que os planos de recuperação econômico-financeira da Companhia resultem na apuração de lucro tributável sustentável. Segue abaixo o demonstrativo dos créditos não ativados em 31 de dezembro de 2012:

Descrição	31/12/2012	31/12/2011
Contingências Regulatórias	11.176	10.320
Contingências Cíveis	2.637	1.993
Contingências Trabalhistas	1.730	1.322
Provisão para Participação nos Lucros e Resultados	1.437	-
Devedores Duvidosos	15.969	13.926
Prejuízo Fiscal e Base Negativa	-	183
Total	32.948	27.744

18. Contribuição de iluminação pública

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

O custeio do serviço de iluminação pública compreende:

- Despesas com energia consumida pelos serviços de iluminação pública.
- Despesas com administração, operações, manutenção, eficiência e ampliação do sistema de iluminação pública.

A cobrança da CIP é efetuada na fatura de consumo de energia elétrica.

19. Provisões e encargos sobre folha de pagamento

Descrição	31/12/2012	31/12/2011
Provisão de Férias	8.965	7.923
Abono Assiduidade	6.815	7.678
Contribuições recolhíveis ao INSS	3.665	2.506
FGTS	771	691
Provisão Participação no Resultado *	4.297	-
Total	24.513	18.798
Circulante	24.513	18.798
Não Circulante	-	-

* A provisão com participação dos empregados e administradores no resultado decorre de Acordo Coletivo específico com a entidade sindical.

20. Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) e Eficiência Energética (PEE)

A Companhia, por ser uma distribuidora do segmento de energia elétrica é obrigada a aplicar 1% de sua receita operacional líquida 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 1% sobre a receita da Companhia é destinado aos Programas de Eficiência Energética (PEE), Pesquisa e Desenvolvimento (P&D), Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCIT) e ao Ministério de Minas e Energia (MME). A participação de cada um dos programas está definida pelas Leis nº 10.848 e nº 11.465, de 15 de março de 2004 e 28 de março de 2007, respectivamente.

A atualização das parcelas referentes ao PEE e P&D é efetuada pela taxa de juros SELIC, de acordo com as Resoluções Normativas ANEEL nº 176, de 28 de novembro de 2005, nº 219, de 11 de abril de 2006, nº 300, de 12 de fevereiro de 2008, e nº 316, de 13 de maio de 2008, e Ofício Circular nº 1644/2009-SFF/ANEEL, de 28 de dezembro de 2009.

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

Descrição	31/12/2012	31/12/2011
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCIT)	585	402
Ministério de Minas e Energia (MME)	292	201
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	13.496	9.968
Programa de Eficiência Energética (PEE)	29.621	32.601
Total	43.994	43.172
Circulante	24.560	34.501
Não Circulante	19.434	8.671

21. Provisões para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios

A Companhia possui processos judiciais e administrativos de natureza trabalhista e cível em diversas instâncias processuais. A Administração reavalia os riscos de contingências relacionados a esses processos e, com base na opinião de seus procuradores jurídicos, vem constituindo provisão para os riscos cujas chances de um desfecho desfavorável são consideradas prováveis.

a. Composição:

Provisões	31/12/2012	31/12/2011
Trabalhistas	5.160	3.994
Cíveis	6.826	6.323
Regulatórias	32.940	30.425
Total	44.926	40.742
Circulante	3.673	4.316
Não circulante	41.253	36.426

b. Movimentação:

Descrição	Saldo em 31.12.2011	Constituição	Baixa/Reversão	Atualização	Saldo em 31.12.2012
Trabalhistas	3.994	1.987	(1.126)	305	5.160
Cíveis	6.323	1.443	(1.267)	327	6.826
Regulatórias	30.425	-	-	2.515	32.940
Total	40.742	3.430	(2.393)	3.147	44.926

Descrição	Saldo em 31.12.2010	Constituição	Baixa/Reversão	Atualização	Saldo em 31.12.2011
Trabalhistas	4.890	1.178	(2.583)	509	3.994
Cíveis	7.357	1.395	(2.577)	148	6.323
Regulatórias	51.834	2.474	(30.853)	6.970	30.425
Total	64.081	5.047	(36.013)	7.627	40.742

c. Demandas trabalhistas

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

d. Demandas cíveis

Ações pleiteando indenização por acidentales 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.

e. Demandas regulatórias

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

A Administração da CEB Distribuição S.A., 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.

f. Contingências - Risco possível

A Companhia possui processos trabalhistas e cíveis nos quais a Administração, baseada na opinião de seus assessores legais, acredita que os riscos de perda são possíveis, e por este motivo, nenhuma provisão foi constituída. O valor quantificável no momento, em tais processos, é de R\$ 1.684 em 31 de dezembro de 2012 (R\$ 479 em 2011), substancialmente.

22. Outras obrigações

Outras Obrigações	31/12/2012	31/12/2011
Parcelamento Multa ANEEL	12.641	19.170
Consignações em Favor de Terceiros	6.360	3.812
Encargos Ex-isolados Lei 12.111/09	690	607
Cauções em Garantia	368	320
Retenção de quotas RGR	724	724
Adiantamento de clientes	3.720	-
Outras obrigações	3.744	3.080
Total	28.247	27.713
Circulante	19.891	17.663
Não Circulante	8.356	10.050

23. Benefícios a empregados

a. Planos de benefícios

A Companhia é patrocinadora da FACEB - Fundação de Previdência dos Empregados da CEB, que tem por objetivo complementar 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
Plano Complementar de Benefícios Previdenciais	Aposentadoria e pensão	Benefício definido
Plano de Benefícios CEBPREV	Aposentadoria e pensão	Contribuição definida
Plano Assistencial	Assistência médica	Benefício definido
Plano CEB Saúde	Assistência médica	Contribuição definida

O passivo do benefício pós-emprego dos planos previdenciais foi avaliado apenas para o plano denominado Plano Complementar de Benefícios Previdenciais, 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 Companhia, valendo-se da faculdade permitida pelo item 92 da norma CPC 33, decidiu, contabilmente e quando aplicável, reconhecer a parcela excedente a 10% do "corredor" de forma progressiva, ao longo do tempo médio futuro de serviço dos seus empregados.

A CEB Distribuição S.A. mantém junto à FACEB dois planos previdenciais, 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 responsabilidades em relação aos aposentados e pensionistas apenas no plano denominado CEB Assistencial, uma vez que a sua participação no plano denominado CEB Saúde está limitada ao aporte da despesa gerada pelos participantes ativos e seus dependentes, não lhe cabendo responsabilidades em relação aos aposentados e pensionistas e, dessa forma, não existe passivo com benefícios pós-emprego.

O Plano de Saúde Assistencial é administrado pela FACEB como uma autogestão, estando registrado na Agência Nacional de Saúde Suplementar (ANS). Participam do plano os empregados ativos, aposentados, pensionistas e aqueles vinculados ao programa de demissão voluntária da Companhia.

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.

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

Descrição	31/12/2012	31/12/2011
Plano de previdência	93.623	108.446
Plano de assistência	111.188	115.891
Programa de demissão voluntária	14.993	28.245
Total	219.804	252.582
Circulante	56.124	53.080
Não circulante	163.680	199.502

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

Descrição	2012	2011
Previdência	7.593	5.927
Assistência	25.736	21.655
Total	33.329	27.582

a.1. Planos Previdencial e Assistencial

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

Valor presente das obrigações atuariais	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	2012	2011	2012	2011
Valor presente da obrigação atuarial no início do exercício	(913.179)	(783.147)	(184.739)	(182.538)
Custo do serviço corrente	(17.061)	(12.096)	(3.583)	(2.437)
Custo de juros	(93.144)	(87.008)	(18.843)	(20.280)
Ganhos (Perda) atuariais	(261.182)	(72.354)	(97.800)	(4.340)
Benefícios Pagos pelo plano	48.303	41.426	33.627	24.856
Valor presente da obrigação atuarial no final do exercício	(1.236.263)	(913.179)	(271.338)	(184.739)

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

Valor justo dos ativos do plano	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	2012	2011	2012	2011
Valor justo dos ativos do plano no início do exercício	910.549	685.890	-	-
Retorno esperado dos ativos do plano	92.876	76.202	-	-
Ganhos (Perda) atuariais	142.521	148.678	-	-
Contribuições do empregador	33.162	31.319	33.627	24.855
Contribuições do participante do plano	8.970	9.886	-	-
Benefícios Pagos pelo plano	(48.303)	(41.426)	(33.627)	(24.855)
Valor justo dos ativos do plano no final do exercício	1.139.775	910.549	-	-

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço:

Valores reconhecidos no balanço patrimonial	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	2012	2011	2012	2011
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura	96.488	2.630	271.338	184.739
Ganhos (Perdas) atuariais não reconhecidos (item 92)	(20.594)	97.279	(160.424)	(69.344)
Passivo (Ativo) líquido reconhecido no final do exercício	91.672	99.909	110.914	115.395
Movimentação do passivo(ativo) líquido reconhecido no balanço				
Passivo(ativo) reconhecido no início do exercício	(99.909)	(118.213)	(115.394)	(109.700)
Contribuições aportadas no plano	33.162	31.319	33.627	24.855
Despesas do exercício	(9.146)	(13.015)	(29.147)	(30.550)
Passivo (Ativo) reconhecido no final do exercício	(75.893)	(99.909)	(110.914)	(115.395)

Plano Previdenciário

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciais apresentou um valor presente de obrigação atuarial de R\$ 1.236.263, que ao ser confrontado com o valor justo dos ativos do plano de R\$ 1.139.775 resultou em um déficit de R\$ 96.488, que subtraído das perdas acumuladas de R\$ 20.594 resulta em um passivo (provisão) de benefício pós-emprego no montante de R\$ 75.893, sendo, portanto inferior ao valor da provisão atualmente registrada pela Companhia, no montante de R\$ 91.672 relativa ao contrato de dívida que mantém junto à FACEB (vide item "b" desta Nota). Observa-se que o montante contabilizado pela Companhia é suficiente para a cobertura da provisão de benefícios pós-emprego do Plano Complementar de Benefícios Previdenciais, não havendo necessidade de aumento da provisão, sendo, entretanto, importante registrar que o não aumento da provisão decorre da aplicação do método do "corredor", ainda permitida neste exercício, mas que foi extinto a partir

Quadro demonstrativo da despesa total reconhecida na demonstração de resultados

Valores reconhecidos na DRE	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	2012	2011	2012	2011
Custo do serviço corrente	(17.061)	(12.096)	(3.583)	(2.437)
Contribuições dos participantes	8.970	9.886	-	-
Custo de juros	(93.144)	(87.008)	(18.843)	(20.280)
Retorno esperado dos ativos do plano	92.876	76.202	-	-
Amortização de ganhos (perdas) atuariais	(787)	-	(6.720)	(7.833)
Total da (despesa) receita reconhecida	(9.147)	(13.016)	(29.146)	(30.550)
Total da (despesa) receita no exercício	(9.147)	(13.016)	(29.146)	(30.550)

Segue abaixo a abertura do valor justo dos ativos do plano por tipo de investimento. A maior parte dos ativos está concentrada em investimentos de renda fixa, como demonstrado a seguir:

Composição dos ativos	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	2012	2011	2012	2011
Disponível	0,27%	-	-	-
Renda Fixa	82,25%	81,77%	-	-
Renda Variável	9,12%	9,67%	-	-
Investimentos estruturados	4,96%	4,26%	-	-
Investimentos Imobiliários	1,06%	1,34%	-	-
Empréstimos com Participantes	2,34%	2,96%	-	-
Total percentual dos ativos do plano	100,00%	100,00%	-	-

a.2. Premissas atuariais

Premissas atuariais adotadas	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	2012	2011	2012	2011
Taxa de juros anual para cálculo do valor presente da obrigação	4,00%	6,00%	4,00%	6,00%
Expectativa de retorno do valor justo dos ativos do plano	10,20%	11,11%	0,00%	0,00%
Taxa anual de inflação	5,01%	4,82%	5,01%	4,82%
Taxa nominal de crescimento anual dos salários	5,01%	4,82%	5,01%	4,82%
Taxa nominal de crescimento dos benefícios do plano	5,01%	4,82%	5,01%	4,82%
Taxa de crescimento nominal anual dos custos de saúde	0,00%	0,00%	7,00%	7,00%
Taxa de rotatividade	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Capacidade real dos salários e dos benefícios	100,00%	100,00%	-	-
Tábuas biométricas:				
Mortalidade geral	AT 83 por sexo		AT 83 por sexo	
Entrada em invalidez	TASA 1927		TASA 1927	
Mortalidade de inválidos	IAPC		IAPC	
Grupo de dependentes para pensão	Família média regional		Família média regional	

Comparativo evidenciando retorno esperado e o retorno real dos ativos do plano	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	2012	2011	2012	2011
Taxa nominal de rendimento esperada sobre os ativos do plano	10,43%	11,11%	-	-
Retorno real anual dos ativos do plano	10,20%	11,11%	-	-

b. Contrato de dívida atuarial

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

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

As características dessa contratação e que foram incluídas no Regulamento do Plano, conforme descrevemos: encargos financeiros de 6% ao ano; correção monetária igual à variação INPC, capitalizada mensalmente; prazo de amortização de 180 meses sucessivos. Demonstramos, a seguir, o montante atualizado, líquido das amortizações, até 31 de dezembro de 2012:

Descrição	Total	Circulante	Não Circulante
Passivo contratual em 31/12/2010	114.198	25.659	88.539
Amortização no exercício	(23.010)	(23.010)	-
Atualização e juros no exercício	14.299	2.975	11.324
Transferências para o circulante	-	19.794	(19.794)
Passivo contratual em 31/12/2011	105.487	25.418	80.069
Amortização no exercício	(26.778)	(26.778)	-
Atualização e juros no exercício	12.963	3.467	9.496
Transferências para o circulante	-	26.782	(26.782)
Passivo contratual em 31 de dezembro de 2012	91.672	28.889	62.783

A composição do passivo está assim contabilizada:

Descrição	2012	2011
Contribuições para o plano	1.951	2.959
Contrato de dívida	91.672	105.487
Total	93.623	108.446

Para cálculo do passivo a ser registrado, foram consideradas já no resultado as contribuições a pagar, dessa forma, o valor restante já se encontra contabilizado por meio do Contrato de Equacionamento de Déficit (vide item premissas atuariais) pactuado entre a Companhia e a FACEB. Assim, o resultado da avaliação atuarial de 2012 e 2011 não revelou a necessidade de constituição adicional de provisão.

c. Programa de desligamento voluntário

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

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

Descrição	Total	Circulante	Não circulante
Passivo em 31/12/2010	43.359	16.852	26.507
Amortização no exercício	(16.797)	(16.797)	-
Atualizações no exercício	1.683	-	1.683
Transferências para o circulante	-	13.748	(13.748)
Passivo em 31/12/2011	28.245	13.803	14.442
Amortização no exercício	(13.346)	(13.346)	-
Atualizações no exercício	94	-	94
Transferências para o circulante	-	8.699	(8.699)
Passivo em 31/12/2012	14.993	9.156	5.837

24. 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.

No exercício de 2009, foi realizado o montante de R\$ 22.984, relativo ao valor homologado em 26 de agosto de 2008.

25. Patrimônio líquido

a. Capital social

O capital social subscrito e integralizado é de R\$ 580.532 dividido em 580.532,450 (quinhentos e oitenta milhões, quinhentos e trinta e dois mil quatrocentos e cinquenta) ações ordinárias nominativas, sem valor nominal, todas de propriedade da Companhia Energética de Brasília - CEB.

Como resultado da segregação das atividades em 12 de janeiro de 2006 ("desverbalização"), foi firmado o instrumento particular "Compromisso de Subscrição de Ações", entre a Companhia Energética de Brasília - CEB e a CEB Distribuição S.A. com a participação da CEB Lajeado S.A. e do Governo do Distrito Federal, na qualidade de Intervenientes Anuentes, estabelecendo a realização, pela primeira, de aporte de capital na CEB Distribuição S.A., para compensar a manutenção de dívidas indiretamente vinculadas à holding no valor histórico de R\$ 142.700, conforme Resolução Autorizativa de nº 3.254, de 13 de dezembro de 2011 em que se redefiniu o cronograma de aporte.

Em cumprimento ao parágrafo anterior, a Companhia Energética de Brasília (holding), efetivou a integralização de todas as parcelas de ações subscritas relativas a 2011 e 2012 com valor de R\$ 230.000. O valor relativo ao Compromisso de Subscrição de Ações foi cumprido na sua totalidade.

b. Distribuição de dividendos e juros sobre capital próprio

A política de distribuição de JCP e dividendos da Companhia está de acordo com o estatuto e com o que determinam os parágrafos a seguir: § 2º "A Diretoria da CEB Distribuição poderá, em obediência à deliberação tomada pelo acionista único, determinar o levantamento de balanços semestrais ou em períodos menores e, observando as limitações legais, declarar dividendos com base nos lucros apurados nesses balanços" e § 3º "A CEB D, por deliberação do acionista único, poderá pagar os dividendos a título de juros sobre o capital próprio". A Companhia no exercício de 2012 e 2011 apurou respectivamente lucro de R\$ 37.016 e prejuízo de R\$ 3.150, sendo que considerando o saldo de prejuízos acumulados, não houve destinação de dividendos ou juros sobre o capital próprio.

O cálculo do resultado por ação básico é efetuado através do resultado do exercício atribuído aos detentores das ações ordinárias da Companhia, conforme demonstramos a seguir:

	31.12.2012	31.12.2011
Lucro (prejuízo) do período	37.016	(3.150)
Número médio ponderado de ações ordinárias	580.532	350.532
Resultado por ação	0,0638	(0,0090)

A Companhia, em 2012 e 2011 não emitiu nenhum instrumento conversível em ação. Assim, não está sendo apresentado o lucro/prejuízo diluído por ação.

26. Transações com partes relacionadas

Controladora e parte controladora final

A Companhia é uma subsidiária integral da Companhia Energética de Brasília (CEB). O controlador final é o Governo do Distrito Federal (GDF).

Operações com pessoal-chave da Administração

A Companhia não possui transações de empréstimos ou outras transações com diretores/ conselheiros ou familiares imediatos.

Apresentamos a seguir o resumo da remuneração dos diretores/conselheiros:

Descrição	31.12.2012	31.12.2011
Remuneração da Administração		
Remuneração	2.090	1.971
Encargos	445	449
Total	2.535	2.420

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

Outras transações com partes relacionadas

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

Descrição		31.12.2012	31.12.2011
Ativos da CEB Distribuição		105.833	125.244
Créditos a receber da Controladora Companhia Energética de Brasília-CEB	(a)	673	856
Créditos a receber da empresa CEB Geração S.A.	(a)	124	124
Créditos a receber da empresa CEB Participação S.A.	(a)	56	50
Créditos a receber da empresa CEB Lajeado S.A.	(a)	31	10
Créditos a receber da Secretaria de Fazenda do DF	(a)	28	26
Créditos a receber da Secretaria Geral do DF	(a)	11	25
Créditos a receber da Secretaria de Educação do DF	(a)	-	85
Créditos a receber da Terracap	(a)	290	290
Créditos a receber da Secretaria de Planejamento do DF	(a)	3	-
Créditos a receber da Câmara Legislativa do DF	(a)	707	-
Contas a receber de energia elétrica (fornecimento e serviço) - GDF	(b)	103.499	123.310
Encargos de Uso da Rede Elétrica - CEB Geração S.A.	(f)	69	65
Encargos de Uso da Rede Elétrica - Corumbá Concessões S.A.	(f)	270	291
Encargos de Uso da Rede Elétrica - Energética Corumbá III	(f)	72	112
Passivo da CEB Distribuição		73.471	89.004
Fornecedor Suprimento - CEB Lajeado S.A.	(c)	10.366	9.588
Fornecedor Suprimento - Corumbá Concessões S.A.	(c)	10.380	13.299
Fornecedor Suprimento - Energética Corumbá III	(c)	3.055	3.732
Contribuição Iluminação Pública - GDF	(e)	45.299	58.014
Dividendos GDF	(g)	4.371	4.371
Resultado da CEB Distribuição		5.796	(19.013)
Energia comprada para revenda da CEB Lajeado S.A.	(c)	(114.311)	(105.397)
Energia comprada para revenda da Corumbá Concessões S.A.	(c)	(121.600)	(115.510)
Energia comprada para revenda da Energética Corumbá III	(c)	(32.844)	(30.451)
Receita de fornecimento de energia e serviços (GDF)	(b)	269.472	227.301
Receita pela Disponibilidade da Rede - CEB Geração S.A.	(f)	794	724
Receita pela Disponibilidade da Rede - Corumbá Concessões S.A.	(f)	3.397	3.325
Receita pela Disponibilidade da Rede - Energética Corumbá III	(f)	848	959
Receita de locação à controladora	(d)	40	36

As transações com partes relacionadas são praticadas conforme as condições resumidas abaixo:

(a) A CEB Distribuição S.A. possui empregados cedidos a outras empresas do Grupo CEB e também a órgãos do Governo do Distrito Federal. As empresas e os órgãos beneficiários efetuam mensalmente o ressarcimento do custo efetivo dos salários e dos benefícios dos empregados cedidos à CEB D. A cessão é por tempo indeterminado e não há cobrança de taxas adicionais.

(b) Fornecimento de energia elétrica ao GDF, onde é cobrada a tarifa homologada pelo órgão regulador para a classe Poder Público. Em 2011 a CEB D firmou contrato de parcelamento de dívidas com a Companhia de Saneamento Ambiental do Distrito Federal - CAESB no montante de R\$ 20.478 para pagamento em 48 parcelas fixas, atualizados pelo INPC até a data da renegociação e acrescidas de encargos de 1% ao mês.

(c) Contratos bilaterais de Suprimento de Energia com empresas do grupo, com prazos de vigência até 07/07/2015. As tarifas são homologadas e revisadas pelo órgão regulador para cada empresa/contrato.

(d) Contrato de aluguel de salas utilizadas pela Companhia Energética de Brasília - CEB, reajustado anualmente pelo IGP-M, com vencimento previsto para 08 de fevereiro de 2013.

(e) A Contribuição de Iluminação Pública - CIP foi instituída no Distrito Federal pela Lei Complementar nº 673 de 27 de dezembro de 2002 para o custeio dos serviços de iluminação pública prestados aos contribuintes nas vias e nos logradouros públicos do Distrito Federal. A arrecadação da CIP é efetuada pela CEB D na fatura de consumo de energia elétrica dos consumidores e repassada mensalmente ao GDF.

(f) As empresas CEB Geração S.A., Corumbá Concessões S.A. e Energética Corumbá III são acessantes do sistema de distribuição de energia elétrica da Companhia e pagam pelo uso do sistema através de tarifas regulamentadas pelo órgão regulador.

(g) Dividendos oriundos da desverbalização ocorrida em 2006, onde a obrigação do repasse no laudo da desverbalização ficou para a CEB D.

2. Acordo de Cooperação Técnica

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

27. Seguros

Os bens móveis e imóveis compostos por equipamentos, máquinas, ferramentas, móveis e utensílios e demais instalações relacionadas aos prédios administrativos, operacionais, laboratórios e subestações de distribuição componentes do Ativo Imobilizado, conforme os critérios de riscos constantes do relatório técnico, que não fazem parte do escopo dos exames de auditoria independente estão cobertos, até 30 de dezembro de 2013, por contrato de seguro para riscos nomeados contra incêndio, raios, explosão e danos elétricos, cujo custo do prêmio foi de R\$ 834 e importância segurada R\$ 356.965.

28. Desdobramento de outros itens da demonstração de resultados

a. Receita operacional líquida

Descrição	Consumidores *		MWh *		Valor	
	2012	2011	2012	2011	2012	2011
Consumidores						
Residencial	791.300	762.414	2.074.439	2.005.410	797.095	730.427
Industrial	1.725	1.734	240.060	231.665	95.371	91.931
Comercial	102.508	100.901	1.903.666	1.831.741	696.369	635.026
Rural	9.793	9.561	138.717	131.370	33.314	29.701
Poder Publico	5.226	5.097	596.475	569.703	245.308	215.531
Iluminação Pública	19	19	385.590	364.038	73.910	66.486
Serviço Público	293	288	324.974	333.660	81.721	76.408
(=)Fornecimento faturado	910.864	880.014	5.663.921	5.467.587	2.023.088	1.845.510
Consumo Próprio	47	47	1.841	1.866	-	-
Fornecimento Não Faturado Líquido	-	-	-	-	8.367	2.429
Encargo de Capacidade Emergencial	-	-	-	-	2	-
(=)Fornecimento de Energia Elétrica **	910.911	880.061	5.665.762	5.469.453	2.031.457	1.847.939
Energia elétrica de curto prazo					76.548	11.233
Disponibilização do Sistema de Distribuição					36.418	33.349
Receita de construção					161.802	117.189
Arrendamentos e Aluguéis					21.222	18.482
Outras receitas e rendas					7.571	8.496
Total da receita operacional					2.335.018	2.036.688
Deduções da Receita						
Impostos					(407.159)	(372.305)
ICMS					(406.044)	(371.099)
ISS					(1.115)	(1.206)
Contribuições					(201.118)	(177.610)
PIS/PASEP					(35.875)	(31.682)
COFINS					(165.243)	(145.928)
Encargos do Consumidor	</					

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

c. Despesas operacionais

Despesas Com Vendas	2012	2011
Pessoal	(11.710)	(10.111)
Material	(275)	(2.980)
Serviço de Terceiros	(43.637)	(40.711)
Propaganda e Publicidade	(342)	(769)
Provisão(Reversão) Devedores Duvidosos	(33.784)	(27.497)
Outras Despesas com Vendas	(1.892)	(1.666)
Total	(91.640)	(83.734)

Despesas gerais e administrativas	2012	2011
Pessoal e Administradores	(77.598)	(67.031)
Entidade de Previdência Privada	(4.292)	(3.260)
Material	(2.788)	(2.363)
Serviço de Terceiros	(31.123)	(29.463)
Depreciação e Amortização	(2.093)	(2.170)
Outras Despesas Gerais e Administrativas	(11.158)	(11.852)
Total	(129.052)	(116.139)

Outras Receitas/Despesas Operacionais	2012	2011
Outras Receitas	62.130	115.292
Reversões contingências Cíveis e Trabalhistas	2.394	5.160
Reversões contingências regulatórias	-	30.855
Reversões Benefício Pós - Emprego	35.622	20.825
Ganho na Alienação de Bens	15.424	56.029
Outras reversões	2.399	200
Recuperação de Perdas	5.330	2.223
Ressarcimentos CCEARs	961	-
Outras Despesas	(59.876)	(78.772)
Provisões contingências Cíveis e Trabalhistas	(4.063)	(3.230)
Provisões contingências regulatórias	(2.514)	(9.444)
Provisão Benefício Pós - Emprego	(30.920)	(27.015)
Outras Provisões	(7.235)	(4.163)
Compensação a Consumidores	(10.648)	(4.560)
Multa Aneel	(4.496)	(30.040)
Outras Despesas	-	(320)
Total	2.254	36.520

d. Resultado Financeiro

Descrição	2012	2011
Receitas (Despesas) Financeiras		
Receita Financeira		
Acréscimo Moratório em Conta de Energia	12.114	8.605
Rendimentos de aplicações Financeiras	302	1.572
Atualizações Monetárias	5.918	6.136
Multas e penalidades aplicadas	2.341	2.612
Valor Justo do Ativo Financeiro	108.018	-
Outras Receitas Financeiras	7.217	7.418
Subtotal	135.910	26.343
Despesas Financeiras		
Encargos de Dívidas	(32.526)	(49.270)
Variação Cambial sobre Faturas de Energia	(1.065)	(1.297)
Atualizações Monetárias	(23.402)	(25.605)
Atualização Benefício Pós Emprego	(7.283)	(7.698)
Outras Despesas Financeiras	(3.769)	(2.405)
Subtotal	(68.045)	(86.275)
Total	67.865	(59.932)

29. Eventos subsequentes

Autorização para redução de Capital Social

Em 2009, o controlador aumentou o capital da Companhia por meio de um terreno avaliado pelo seu valor justo na data do referido aumento de capital a fim de atender ao "Compromisso de Subscrição de Ações" originado da desverticalização ocorrida em janeiro de 2006.

A ANEEL, por meio do Ofício 1.358/2009 – SFF/ANEEL, de 18 de setembro de 2009 ressaltou que a Resolução Autorizativa nº 958/2007 somente seria eficaz a partir da alienação do imóvel. A Companhia fez duas tentativas de venda do terreno, mediante licitação, ambas frustradas, restando deserta a licitação.

Em dezembro de 2012, a controladora realizou os aportes restantes, cumprindo integralmente os valores assumidos no "Compromisso de Subscrição de Ações" constante da Resolução Autorizativa nº 958, de 12 de junho de 2007.

Em janeiro de 2013, por requisição da Companhia, a ANEEL anuiu com o pedido para a devolução do terreno à controladora e a consequente redução do capital social da CEB Distribuição no valor capitalizado em 2009, o qual encontra-se registrado atualmente pelo valor de R\$ 274.400, tendo em vista o cumprimento da obrigação constante do "Compromisso de Subscrição de Ações" por meio de aporte de capital com recursos financeiros.

Brasília-DF, 19 de março de 2013	
Rubem Fonseca Filho Diretor Geral	Caubi Pereira de Santana Diretor de Gestão
Edgard Keteihut Minari Diretor de Comercialização	Mauro Martinelli Pereira Diretor de Engenharia
Manoel Clementino Barros Neto Diretor de Operação	Eli Soares Jucá Diretora Econômico-Financeiro
Marly Gomes Araújo Superintendente Contábil	Fernando Rosa Naves Contador CRC/DF nº 019046/O-3

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos
Acionistas, Conselheiros e Diretores da
CEB Distribuição S.A.
Brasília - DF

Examinamos as demonstrações financeiras da CEB Distribuição S.A. ("Companhia"), que compreendem o balanço patrimonial em 31 de dezembro de 2012 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 de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB), 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.

Responsabilidade dos auditores independentes

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 obtenção de evidência a respeito dos valores e das 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 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.

Opinião

Em nossa opinião, as demonstrações financeiras referidas no primeiro parágrafo apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da CEB Distribuição S.A. em 31 de dezembro de 2012, 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 e de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS) emitidas pelo International Accounting Standards Board (IASB).

Ênfases

Sem modificar a nossa opinião, chamamos a atenção para o assunto divulgado na Nota Explicativa nº 6.d, referente aos faturamentos correspondentes ao fornecimento de energia elétrica a certas entidades e órgãos da administração pública do Distrito Federal, bem como aos valores relativos aos encargos por pagamentos em atraso, que não foram liquidados financeiramente e estão registrados na rubrica "Contas a receber", cujo saldo, em 31 de dezembro de 2012, totaliza R\$ 103,4 milhões. A Administração, com base no atual estágio do processo de cobrança e negociação dos referidos créditos, principalmente perante o seu controlador final, 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.

Sem modificar a nossa opinião, chamamos a atenção para o fato de que a Companhia apresenta um histórico de deficiência de capital de giro e de baixa ou negativa rentabilidade. Adicionalmente, em razão das características inerentes às atividades operacionais e por exigência dos órgãos concedente e regulador, existe a necessidade de constantes e relevantes investimentos para manutenção e desenvolvimento das suas atividades. Esses fatos indicam a existência de incerteza significativa que pode levantar dúvida relevante quanto

à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Os planos da Administração para manutenção das atividades estão descritos na Nota Explicativa nº 1.5. As demonstrações financeiras mencionadas no primeiro parágrafo acima foram elaboradas no pressuposto de continuidade normal dos negócios e, assim, não incluem nenhum ajuste relativo à realização e à classificação dos ativos ou quanto aos valores e à classificação dos passivos, que seriam requeridos na impossibilidade da Companhia continuar operando.

Outros assuntos

Demonstrações do valor adicionado

Examinamos, também, a demonstração do valor adicionado (DVA), referente ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, apresentada como informação suplementar, uma vez que não é requerida pela legislação societária brasileira para companhias de capital fechado e nem pelas IFRS. Essa demonstração foi submetida aos mesmos procedimentos de auditoria descritos anteriormente e, em nossa opinião, está adequadamente apresentada, em todos os seus aspectos relevantes, em relação às demonstrações contábeis tomadas em conjunto.

Brasília, 27 de março de 2013

KPMG

KPMG Auditores Independentes
CRC SP-014428/O-6 F-DF

Francesco Luigi Celso
Contador CRC SP-175348/O-5 S-DF

Alexandre Dias Fernandes
Contador CRC DF-012460/O-2