

CEB DISTRIBUIÇÃO S.A.
 Empresa: CEB Distribuição S.A.
 CNPJ: 07.522.669/0001-92
 DIF: (CF/DF):07.468.935/001-97
 Endereço: SIA Área de Serviços Públicos Lote C
 CEP: 71.215-902
 Telefone: (61) 3465-9202 Fax: (61) 3465-9024



RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014

Senhor Acionista,

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

Registre-se que os signatários das Demonstrações Financeiras e demais peças, relativas ao exercício de 2014, assumiram a gestão da Empresa em 9 de janeiro de 2015, portanto, tais demonstrativos foram encerrados ainda sob a orientação da Administração que deixou a CEB D, também em 9 de janeiro de 2015.

O ano de 2014 foi um período de desafios e oportunidades para a Empresa. Seu principal desafio foi dar início ao processo de recuperação, em termos financeiros e de qualidade dos serviços.

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

É importante destacar que tais iniciativas já repercutiram favoravelmente nos índices de qualidade dos serviços prestados. O DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) apurado em 2013 foi de 17,67 horas, enquanto no exercício de 2014 foi registrado 15,88 horas. Por sua vez, o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora) evoluiu de 15,68 interrupções para 11,86 interrupções, nos mesmos períodos, respectivamente. Destaque-se que essas reduções apresentam tendências de continuidade nos próximos anos, se forem mantidas e aprimoradas as iniciativas para tal fim, conforme compromisso assumido pela nova Administração.

Por outro lado, as condições de contorno que se apresentam, exigem que o exercício de 2015 seja um período de ajustes importantes, para fundamentar perspectivas mais positivas de melhor desempenho. Nesse aspecto, cabe enfatizar que o setor elétrico brasileiro como um todo vem adotando medidas importantes que, certamente, darão mais consistência empresarial às distribuidoras ao longo do presente exercício.

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

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

Sob a ótica regulatória, o evento mais relevante que se aproxima diz respeito à prorrogação da atual concessão, que se encerra em 7 de julho de 2015. Para assegurarmos êxito nesse processo, iniciamos um amplo programa de ajustes internos, para que tudo ocorra de forma normal e sem sobresaltos.

Ainda sobre o tema da regulação, destaca-se a participação ativa, no âmbito das entidades representativas do setor, para efetivar a Recomposição Tarifária Extraordinária (RTE), compondo as iniciativas que resultaram no reajuste de 24,14 % das tarifas de energia elétrica dos consumidores do Distrito Federal, que começaram a ser aplicadas a partir de 1º de março de 2015.

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

Esse instrumento (RTE) é previsto nos contratos de concessão das distribuidoras e permite que a Agência Reguladora revise as tarifas, a fim de manter o equilíbrio econômico-financeiro dos contratos, quando da ocorrência de alterações significativas nos custos das distribuidoras. A título de exemplo, a energia comprada de Itaipu Binacional de forma obrigatória pelas concessionárias sofreu reajuste, em janeiro de 2015, de 46,14%.

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

Assim, para 2015, a expectativa é de um avanço substancial no desempenho da CEB Distribuição S.A. Para tanto, estamos executando um meticuloso plano de reestruturação que envolve três fases básicas: austeridade e transparência; ajustes estruturais; e a reorganização da concessionária.

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

1. A CEB DISTRIBUIÇÃO S.A. – CEB D

A CEB D é uma subsidiária integral da Companhia Energética de Brasília (CEB) e tem por objeto a distribuição e comercialização de energia elétrica no Distrito Federal, nos termos do Contrato de Concessão nº 66/1999 - Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), ou em outras áreas do país, cuja concessão para exploração seja-lhe outorgada. A Empresa foi criada pela Lei Distrital nº 2.710, de 24 de maio de 2001, e constituída por intermédio de escritura pública de 20 de junho de 2005. A CEB D é uma sociedade de economia mista, regida pela Lei das Sociedades Anônimas, e segue as orientações do Ministério das Minas e Energia (MME) e da Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), Órgão fiscalizador da sua concessão. Os ativos da CEB D são resultantes da versão de parte do patrimônio da CEB, em função da reestruturação societária realizada em 12/01/2006, nos termos das Resoluções nº 167/2001, nº 593/2002 e nº 22/2003, e da Resolução Autorizativa nº 318/2005, da ANEEL.

A área de concessão da CEB D abrange todo o Distrito Federal, dividido em 31 regiões administrativas, com uma extensão de 5.801 km², e atende 980.969 clientes.

2. DIRETRIZES ESTRATÉGICAS

O planejamento posiciona a melhoria da qualidade do serviço prestado aos seus clientes como principal objetivo

estratégico a ser alcançado pela Empresa. Essa diretriz é observada na Missão da CEB D: “Distribuir energia elétrica com qualidade, continuidade e rentabilidade, visando à satisfação dos clientes e o desenvolvimento sustentável do Distrito Federal”.

Para alcançar a sua Visão de Futuro, a CEB D observa os seguintes valores organizacionais:

- **Qualidade:** excelência na prestação de serviços.
- **Ética:** profissionalismo, competência, honestidade e solidariedade como bases do trabalho.
- **Comprometimento:** engajamento com a Empresa e seus resultados.
- **Transparência:** disponibilizar informações e dados da Empresa para toda a sociedade.

Com base nas diretrizes estratégicas, foi possível definir projetos e ações que visam à correção de rumos e à busca permanente da qualidade no serviço prestado aos clientes. Tais ações manifestam, de forma clara e objetiva, as transformações necessárias na Empresa para garantir a eficiência operacional, sempre com o foco na prestação de serviços de excelência à sociedade do Distrito Federal.

3. GOVERNANÇA CORPORATIVA

Adotando práticas de governança corporativa no desempenho das suas atividades, por meio da divulgação periódica dos atos de gestão e ações que impactam no desempenho econômico-financeiro da Empresa, além do aperfeiçoamento de canais de comunicação com os seus públicos de relacionamento, a Administração da CEB D vem atuando com ética e transparência ao longo da sua existência empresarial.

Atendendo plenamente à legislação regulamentar, societária e fiscal, mediante revisão contínua e adequação dos processos internos para a prática efetiva da sustentabilidade, a Empresa envolve níveis da organização considerando como requisitos básicos ações ecológicas, econômicas, sociais e culturais.

O processo de transparência das informações são valores apoiados pela Diretoria Executiva que mantém o diálogo e interação com as áreas operacionais e de suporte, sempre no intuito de atingir os objetivos da Concessionária.

4. SISTEMA ELÉTRICO

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

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

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

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

Ao final desse mesmo ano, finalizou e está em fase de conclusão importantes subestações estruturantes e as respectivas linhas de transmissão associadas, em 138 kV, que suportarão os investimentos em média e baixa tensão, dentre as quais, a SE Taguatinga Norte (concluída) e a SE Noroeste, em processo de conclusão, que atenderão as cargas das respectivas regiões.

5. MERCADO DE DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA

A CEB D atua no segmento de distribuição de energia elétrica, aproveitando seu acervo de conhecimentos técnicos e gerenciais acumulados ao longo de 46 anos de existência. A Outorgada distribui energia elétrica nas 31 regiões administrativas do Distrito Federal (DF) e, em 2014, atendeu a 980.969 consumidores cativos e a 9 consumidores livres. Considerando a variação de dezembro de 2014 sobre de 2013, a Empresa aumentou o número de clientes em 33.645 (tabela a seguir). Destaca-se que, destes novos clientes, 31.420 são residenciais (93,39%), 1.705 comerciais (5,07%) e 420 compõem o Poder Público (1,25%). A classe industrial apresentou um decréscimo de 0,17% no número de clientes. Considerando dados de dezembro de 2014, a CEB D forneceu 6.163 GWh de energia elétrica a seus clientes (tabela a seguir). O consumo de energia elétrica em 2014 superou o de 2013 em 3,30%. O consumo das classes residencial variou 4,90% e o de iluminação pública aumentou 3,90% em relação a 2013. Essas foram as variações positivas mais significativas do período. A classe industrial apresentou um decréscimo de 5,80% em relação ao mesmo período de 2013. A classe residencial continua sendo a de maior participação no consumo, com 37,31% do total. Em 2014, houve a migração de dois clientes cativos para o mercado livre, um da classe comercial e outro da classe industrial.

Quadro 1 - Número de Consumidores por Classe de Consumo:

Classe	Nº de Consumidores		Consumo - GWh	
	2014	2013	2014	2013
Residencial	855.945	824.525	2.300	2.192
Comercial	106.659	104.954	2.062	1.986
Industrial	1.671	1.727	232	246
Rural	10.098	9.974	148	147
Poder Público	6.212	5.792	641	639
Iluminação Pública	19	19	418	402
Serviço Público	315	286	361	349
Próprio	50	47	2	2
Total	980.969	947.324	6.163	5.964

Valores de consumo arredondados.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



As perdas totais de energia sobre a energia requerida em 2014 somaram 768 GWh. Em 2013, as perdas totalizaram 769 GWh. O percentual de perdas totais sobre a energia requerida, calculada pela média móvel dos últimos doze meses, passou de 10,53%, em 2013, para 10,19% em 2014.

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). A geradora Itaipu Binacional ainda é a maior supridora de energia elétrica, sendo responsável por 19,06% das compras realizadas.

Quadro 2 - Composição da Compra de Energia Elétrica para Revenda

Fornecedor – GWh (*)	2014	%	2013	%
Cota Parte	1.391	20,50	1.245	18,31
Itaipu	1.240	18,28	1.098	16,15
Proinfa	151	2,22	147	2,16
Contratos Bilaterais	2.006	29,58	2.007	29,52
Corumbá III	446	6,57	446	6,56
Corumbá IV	666	9,82	666	9,79
CEB Lajeado	886	13,06	886	13,03
Investco	8	0,13	9	0,15
Ambiente Regulado (ACR)	2.150	31,70	2.230	34,14
Cotas (MP nº 579)	1.235	18,20	1.225	18,2
MCSD (**)	0,699	0,01	0,851	0,01
Total	6.783	100%	6.798	100%

6. AMBIENTE REGULATÓRIO

a. Prorrogação da Concessão:

A CEB D tem como um de seus mais valiosos ativos a concessão para explorar o serviço público de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal.

Em 12 de setembro de 2012, foi publicada no Diário Oficial da União (DOU) a Medida Provisória nº 579, emitida pelo Governo Federal em 11/09/2014, posteriormente convertida na Lei nº 12.783/2013 (publicada no DOU em 14/01/2013), que dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, a redução dos encargos setoriais, a modicidade tarifária, e dá outras providências.

Ao tratar das prorrogações das concessões de distribuição alcançadas pela Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, e cujos prazos de vencimento ocorrem a partir de 2015, a Lei nº 12.783/2013 permite a prorrogação por um prazo de até 30 (trinta) anos, mediante a aceitação expressa das condições a serem estabelecidas no novo Contrato de Concessão ou no Termo Aditivo ao Contrato de Concessão vigente.

Dessa forma, a Empresa requereu à Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL), por meio da Carta nº 267/2012-DD, de 29/06/2012, ratificada pela Carta nº 367/2012-DD, de 05/10/2012, a renovação do Contrato de Concessão de Distribuição nº 066/1999-ANEEL, cuja vigência vai até 7 de julho de 2015.

Em janeiro de 2014, por meio do Ofício Circular nº 001/2014-DR, de 17/01/2014, a Diretoria da ANEEL informou à Empresa, e também a outras distribuidoras do país, que a prorrogação das concessões de distribuição de energia elétrica dar-se-á a critério do Poder Concedente, conforme prevê a legislação vigente.

b. Reajuste Tarifário Anual de 2014:

O Reajuste Tarifário Anual (IRT) de 2014 da CEB D estabelecido pela Resolução Homologatória ANEEL nº 1.779, de 19 de agosto de 2014, publicada no DOU em 25/8/2014, reajustou as tarifas a partir de 26 de agosto de 2014, no percentual médio de 17,12% sobre as tarifas da base econômica, composto pelo IRT econômico de 16,42% e pelo somatório dos componentes financeiros (IRT financeiro) de 0,70%, representando o efeito médio a ser percebido pelos consumidores e sobre o faturamento da Empresa de 18,88% em relação às tarifas então vigentes.

Por proposição do Governo do Distrito Federal junto à Administração da Concessionária, a ANEEL autorizou, em caráter excepcional, o diferimento parcial do reajuste, equivalente ao valor de R\$ 136.250 mil, ou 9% do percentual total calculado, a ser considerado como componente financeiro no cálculo dos próximos reajustes tarifários da CEB D, atualizado pela variação do IGP-M.

A Resolução Homologatória ANEEL nº 1.779/2014 estabeleceu, ainda, um valor mensal correspondente a R\$ 2.574 mil, a ser repassado pela Eletrobras – Centrais Elétricas Brasileiras S.A. à Empresa como subvenção da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), no período de agosto de 2014 a julho de 2015, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

Essa mesma Resolução fixou o valor de R\$ 43.745 mil, cobrado dos consumidores como componente financeiro, com repasse pela CEB D à geradora Corumbá Concessões S.A., em 12 (doze) parcelas mensais iguais, desde outubro de 2014, em virtude dos efeitos associados à decisão substanciada nos Despachos ANEEL nº 3.168, de 17 de setembro de 2013, e nº 4.282, de 17 de dezembro de 2013.

c. Aditivo aos Contratos de Concessão das Concessionárias de Distribuição de Energia Elétrica - 3º Aditivo Contratual:

Em 10/12/2014 foi celebrado, com a UNIÃO, por intermédio da ANEEL, o Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão para Prestação do Serviço Público de Distribuição de Energia Elétrica nº 066/1999-ANEEL, cujo objeto é a inclusão de dispositivo de garantia de que valores registrados na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da Parcela A (CVA) e outros itens financeiros sejam incorporados no cálculo da indenização, quando da extinção da concessão, cálculo este referente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados.

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

d. Decreto nº 35.848/2014, de 25 de setembro de 2014:

Em razão da autorização da ANEEL, em caráter excepcional, para o sobredito diferimento de 9% do reajuste tarifário

ocorrido em agosto de 2014, o Governo do Distrito Federal publicou (Decreto nº 35.848/2014, de 25 de setembro de 2014) a criação de Grupo de Trabalho com o objetivo de analisar as condições de operacionalidade de CEB D e propor medidas para assegurar as condições necessárias à manutenção da normalidade e regularidade operacional da Empresa. Com o decreto, houve o início do processo de negociação para pagamento da dívida de consumo de energia elétrica do Distrito Federal, que envolveu as Secretarias de Estado da Fazenda, de Planejamento e Orçamento, Casa Civil e a Procuradoria-Geral do Distrito Federal.

7. DESEMPENHO OPERACIONAL

Em 2014, com a manutenção do foco na melhoria dos serviços de atendimento ao cliente, foi efetivada a contratação de serviços de planejamento, implantação, operação e gestão do atendimento multicanal aos clientes internos e externos da CEB D, compreendendo as seguintes ações:

- Reestruturação e implantação da infraestrutura tecnológica e de arquitetura da Central de Atendimento com Certificação pela ISO 9000.
- Adoção do Distribuidor Automático de Chamadas (DAC) compatível com comunicação via IP (Voz sobre IP) com as posições de atendimento, redundância de processamento em regime de *hot stand-by* a fim de prover alta disponibilidade mínima de 99,5% e obrigatoriamente com plano de contingência.
- Unidade de Resposta Auditável (URA) totalmente integrada com DAC, suporte para aplicações de painéis de notícias; SMS; e serviço automático de consulta a faturas pendentes, solicitação de religação de urgência ou normal e abertura de serviço emergencial para falta de energia.
- Atendimento eletrônico via *Short Message Service* (SMS), para prestar serviços e informações padronizadas de consulta de faturas pendentes, abertura de serviço emergencial para falta de energia, número de protocolo de atendimento, aviso de conclusão de ordem de serviço e solicitação de religação de urgência ou normal.
- Implementação do Atendimento Pessoal Virtual na *Web – APV Web*, possibilitando a interação do cliente com a central de atendimento por meio de videoatendimento.
- Atendimento via *Web*, alinhado com as atuais tendências tecnológicas, pelos mais modernos canais de relacionamento via redes sociais, chat e e-mail. Ressalta-se que a CEB D passou a efetuar o monitoramento das redes sociais *Facebook*, *Twitter* e *Reclame Aqui*, com o objetivo de compreender o comportamento do público, acompanhar os canais e postagens em que a CEB D é citada.
- Contratação de 88 Atendentes Presenciais representados por Postos de Serviços, com o intuito de assegurar atendimentos rápidos e com qualidade, contemplando as Agências de Atendimento da CEB D, postos do “Na Hora”, Gerência de Grandes Clientes, Gerência de Cobrança e Ouvidoria da CEB D.
- Central de teleatendimento com 75 pontos de atendimento receptivos e ativos, durante 24 horas por dia, 365 dias por ano, com solução *Workforce Management*, controle *online* da aderência de escalas e qualidade do atendimento, gravação de 100% dos atendimentos, *Dashboard online* de indicadores regulados, Diário de Bordo – relato de ocorrências, relatórios de resultados operacionais 360°, relatórios de monitorias, *Cockpit* de Desempenho em tempo real e solução de gestão do conhecimento.
- Equipe de atendimento, aproximadamente 300 colaboradores, em treinamento desde 01/08/2014, para a capacitação profissional nos cursos de Eletricidade Básica, Resolução nº 414/2010-ANEEL e Procedimentos Comerciais, objetivando desenvolvimento profissional e crescimento da Empresa. Foi disponibilizada a ferramenta *Moodle* para a realização de treinamento a distância para todos os atendentes das agências e *Call Center*, investindo em uma nova e atual modalidade de ensino, evitando deslocamentos e aproveitamento de tempo com o processo contínuo de aprendizado.

Outras ações importantes que impactaram em melhorias para o atendimento:

- Com a Reestruturação das Ordens de Serviços Comerciais realizada em outubro de 2013, objetivando a redução de 10% da quantidade de serviços despachados para campo realizados indevidamente, com objetivo de reduzir custos operacionais e multas por descumprimento de prazos e melhoria do atendimento prestado ao consumidor e disponibilizando maior quantidade de equipes para atuação em serviços emergenciais, houve, após a aplicação da nova arquitetura de emissão de serviços, decréscimo de 30%, superando assim as metas iniciais.
- Implantação da Norma “ABNT NBR ISO 10.002 – SATISFAÇÃO DO CLIENTE – DIRETRIZES PARA O TRATAMENTO DE RECLAMAÇÕES NAS ORGANIZAÇÕES” e certificação do processo de tratamento de reclamações dos consumidores de acordo com as normas da Organização Internacional para Normalização (*International Organization for Standardization*) ISO 9000.
- Atendimento eletrônico via Aplicativo *Mobile* para prestar serviços e informações padronizadas de consulta de faturas pendentes, abertura de serviço emergencial por falta de energia, número de protocolo de atendimento, solicitação de religação de urgência ou normal e solicitação e acompanhamento de ressarcimento de danos.
- Revitalização e mapeamento dos processos da Agência *Online*, para prestar serviços e informações padronizadas de consulta de faturas pendentes, abertura de serviço emergencial por falta de energia, número de protocolo de atendimento, solicitação de religação de urgência ou normal e solicitação e acompanhamento de ressarcimento de danos.
- Execução de reforma das Agências de atendimento de Brasília, Santa Maria e São Sebastião. Execução de projeto de reforma sustentável das Agências de atendimento de Brazlândia, Samambaia e Paranoá. Inauguração da Agência de atendimento de Sobradinho II. A CEB D conta com 17 (dezesete) agências, sendo 11 (onze) da Empresa e 6 (seis) postos de atendimento no “Na Hora”.
- Criação do boleto único de pagamento, para facilitar a quitação das faturas de um mesmo órgão pagador, com agrupamento de várias unidades consumidoras, proporcionando melhoria da gestão de cobrança e arrecadação da CEB D, com a redução de inadimplência.
- Gestão contínua das unidades consumidoras sem contratos de fornecimento de energia elétrica com os consumidores faturados em média/alta tensão, conforme determina o art. 71 da Resolução nº 414/2010-ANEEL.

8. QUALIDADE DO FORNECIMENTO

Em linha com a diretriz estratégica de melhoria da qualidade do serviço prestado aos seus clientes, a CEB D, com a implementação de programa de estruturação da rede de Alta Tensão (138 kV), objetivando estabilidade no sistema e recursos operativos ao suprimento interno, garantiu maior robustez ao sistema elétrico do Distrito Federal, por meio dos investimentos em subestações e linhas de distribuição.

Da mesma forma, a Empresa, com vistas a minimizar impactos indesejáveis de ocorrências no sistema, realizou diversas ações de manutenção e operação dos sistemas de distribuição de Média Tensão. Paralelamente, a CEB D estruturou diversas forças-tarefas coordenadas de manutenção, operação e obras com o objetivo de acelerar os projetos de melhoria

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



e expansão do sistema.

Os efeitos do esforço praticado são constatados nos indicadores de qualidade do fornecimento de energia elétrica:

- DEC – Duração Equivalente de Interrupção por Unidade Consumidora apresentou valores anuais de 15,88 horas para 2014, contra 17,67 horas em 2013. A redução de 10,1% representou importante melhoria do indicador.
- FEC – Frequência Equivalente de Interrupção por Unidade: apresentou avanços significativos. Com 15,68 interrupções em 2013, o resultado das citadas ações técnicas levou o indicador para 11,86 interrupções em 2014, resultado 24,2% melhor em relação ao período anterior.

9. INVESTIMENTOS

Previstos no planejamento da distribuição de exercícios anteriores – período de 2011/2013 – e projetados para a execução, foram realizados investimentos em obras estruturantes, Linhas e Subestações de 138 kV, sobretudo em razão de carências de transformação no centro de carga da Capital e em seu entorno. Os investimentos realizados possibilitaram maior robustez ao sistema elétrico, com o fechamento de anéis de linhas de 138 kV a partir de diferentes fontes de energia.

10. RECURSOS HUMANOS

As metas e indicadores de Recursos Humanos da CEB D foram construídos em consonância com as prioridades empresariais, respeitadas as funções de suporte da área e seu papel primordial na manutenção e aprimoramento do patrimônio humano.

a. Força de Trabalho:

A CEB D, em 31 de dezembro de 2014, possuía 1.044 colaboradores. Destes, 972 são empregados laborando na Empresa, 42 estão cedidos à Companhia Energética de Brasília (CEB) e suas Controladas, que não contam com quadros próprios, e 30 são cedidos para outros órgãos, todos com ônus para o órgão requisitante.

No exercício de 2014, aconteceram 48 contratações e 56 demissões, e a Empresa contava com 27 empregados em cargos em comissão, 71 estagiários e 35 jovens aprendizes.

Os empregados da CEB D estão todos lotados no Distrito Federal, sendo que, no Setor de Indústrias e Abastecimento (SIA), sede da Empresa, se encontra o maior quantitativo.

O perfil de escolaridade dos colaboradores diretos da CEB D se apresenta com nível fundamental na ordem de 0,21%, nível médio com 65,22%, nível superior com 30,65% e pós-graduados (especialização, mestrado ou doutorado), com 3,92%.

A CEB D disponibiliza planos de benefícios previdenciários de aposentadoria aos empregados por meio da Fundação de Previdência dos Empregados da CEB (FACEB), em duas modalidades: Plano de Benefício Definido – BD, em extinção, e Plano de Contribuição Definida – CD.

b. Programa de Desenvolvimento de Gestores:

O Programa de Desenvolvimento de Gestores (PDG) teve como objetivo capacitar e desenvolver os gestores, potencializando seus conhecimentos e ações por meio de ferramentas que auxiliam na melhoria da gestão. Para tanto, o PDG foi constituído de dois eixos: um abordando temas de cunho interno, tais como: normas e procedimentos da CEB D; e o outro abordando aspectos de gestão, que foram ministrados por consultoria especializada, como: liderança, *feedback*, gestão do tempo, relacionamento interpessoal, planejamento estratégico, entre outros.

Foram 115 participantes divididos em quatro turmas do PDG, iniciado em julho de 2013 e encerrado em agosto de 2014.

c. Gestão do Contrato de 35 Jovens Aprendizes:

Em linha com a Lei nº 10.097, de 19 de dezembro de 2000, art. 429, a qual determina que “os estabelecimentos de qualquer natureza são obrigados a empregar e matricular nos cursos dos Serviços Nacionais de Aprendizagem número de aprendizes equivalente a cinco por cento, no mínimo, e quinze por cento, no máximo, dos trabalhadores existentes em cada estabelecimento, cujas funções demandem formação profissional”, a CEB D contratou, por meio do Centro de Integração Empresa Escola (CIEE), 35 jovens aprendizes. Todos os menores passaram por treinamento de integração com diversos temas voltados para Identidade Institucional, Arquitetura Organizacional, Postura no Trabalho e Relacionamento Interpessoal.

11. RESPONSABILIDADE SOCIOAMBIENTAL

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

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

Por sua vez, o Projeto Agente CEB foi iniciado em março de 2011 e teve continuidade no exercício de 2014.

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

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

- identificação, cadastramento, treinamento, divulgação e avaliação referente à substituição de eletrodomésticos; entrega de refrigeradores e lâmpadas eficientes, recolhimento dos equipamentos antigos, enviando-os para a manufatura reversa, assim como sua correta destinação do ponto de vista ambiental;
- fornecimento de materiais para implementação do projeto de substituição de eletrodomésticos, por meio da aquisição de 21.119 refrigeradores eficientes; e
- fornecimento de materiais para implementação do projeto de substituição de 150.000 lâmpadas incandescentes por fluorescentes compactas.

Resumidamente, em 2014 foram realizadas 53.640 visitas e 32 palestras educativas.

12. DESENVOLVIMENTO ENERGÉTICO E PROGRAMA DE PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D)

Conforme estabelecido em seu contrato de concessão, a CEB D, com vistas a incentivar a busca constante por inovações e fazer frente aos desafios tecnológicos do setor elétrico, especifica um percentual de sua receita operacional líquida a ser investido em projetos de Eficiência Energética e Pesquisa e Desenvolvimento do Setor de Energia Elétrica.

A obrigatoriedade na aplicação desses recursos está prevista em lei e nos contratos de concessão, cabendo à ANEEL regulamentar o investimento no programa, acompanhar a execução dos projetos e avaliar seus resultados. O órgão regulador estabelece as diretrizes e orientações que regulamentam a elaboração de projetos de P&D por meio de manuais e normas, cabendo à CEB D acompanhar os benefícios gerados por seus projetos periodicamente.

13. CONSELHO DE CONSUMIDORES

A Administração, visando à transparência de seus atos e a convergência de suas ações junto às entidades de classes representativas no Distrito Federal, apoiou sistematicamente a operacionalização do Conselho de Consumidores da CEB D. O principal papel do Conselho é ser um canal de contato entre a Empresa e os representantes dos diversos segmentos de consumidores de energia: rural, residencial, comercial, industrial e poder público. Ele tem como missão sugerir melhorias nos serviços prestados à população. A participação como membro no Conselho é voluntária e não remunerada.

14. DESEMPENHO ECONÔMICO-FINANCEIRO

14.1 Receita Operacional

A Receita Operacional da CEB D alcançou, em 2014, R\$ 2.721.412 mil, um aumento de 28% em relação ao ano de 2013, que foi de R\$ 2.128.247 mil, uma variação de R\$ 596.165 mil.

Descrição	2014	2013	Var. %	Var. R\$ mil
Fornecimento de Energia Elétrica	2.214.128	1.789.273	23,7	424.855
Aportes Recursos CDE - Descontos Tarifários	38.630	18.892	104,5	19.738
Total Fornecimento de energia elétrica (Mercado Cativo)	2.252.758	1.808.165	24,6	444.593
Energia Elétrica de Curto Prazo	301.355	85.061	254,3	216.294
Disponibilização do Sistema de Distribuição	18.167	18.378	(1,1)	(211)
Receita de Construção - IFRIC 12	121.314	186.967	(35,1)	(65.653)
Arrendamentos e Aluguéis	24.345	23.361	4,2	984
Outras Receitas	3.473	6.315	(45,0)	(2.842)
Total da Receita Operacional	2.721.412	2.128.247	27,9	593.165

Principais variações:

Fornecimento de energia elétrica (aumento de 24,6% - R\$ 444,5 milhões): esse aumento está associado principalmente à (i) reconhecimento dos valores de ativos e passivos setoriais, atendendo ao disposto na Orientação Técnica OCPC 08, aprovada em 28 de novembro de 2014, e que resultou num efeito líquido de receita no montante de R\$ 242 milhões; (ii) aumento no aporte de recursos da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), no montante de R\$ 19 milhões.

Vale acrescentar que a receita de construção, por fazer parte dos efeitos da adoção das Normas Internacionais de Contabilidade, a partir de 1º de janeiro de 2009, não constitui efeito real sobre a receita, uma vez que esses mesmos valores (tanto para 2014 quanto para 2013) aparecem no custo de operação, resultando em efeito zero no EBITDA. *Energia Elétrica de Curto Prazo (acréscimo de 254,3% - R\$ 216,3 milhões):* acréscimo relacionado à liquidação de sobras de energia no mercado de curto prazo.

14.2 Deduções à Receita Operacional

As deduções da Receita Operacional apresentaram, em 2014, um aumento de 18,8% em relação ao ano de 2013. Esse acréscimo decorre das seguintes variações:

Deduções da Receita	2014	2013	Var. %	Var. R\$ mil
Tributos				
Impostos	(398.158)	(363.476)	9,5	(34.682)
Contribuições	(247.720)	(185.029)	33,9	(62.691)
Total - Tributos	(645.878)	(548.505)	17,8	(97.373)
Encargos do Consumidor				
Programa de Eficiência Energética - PEE	(8.022)	(6.085)	31,8	(1.937)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(30.243)	(17.903)	68,9	(12.340)
Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	(3.866)	(100,0)	3.866
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(8.022)	(6.154)	30,4	(1.868)
Outros Encargos	(23)	(7)	228,6	(16)
Total Encargos Setoriais	(46.310)	(34.015)	36,1	(12.295)
Total Deduções da Receita	(692.188)	(582.520)	18,8	(109.668)

Tributos - ICMS/ISS/PIS/COFINS (aumento de 17,8% - 97 milhões): esta variação positiva reflete o acréscimo na Receita Operacional que é base de cálculo destes tributos. Este aumento foi impactado também pelo cálculo do PIS e COFINS diferidos sobre a CVA, reconhecida no fornecimento de energia elétrica.

Encargos Setoriais (aumento de 36,1% - 12 milhões): esta variação se deve, principalmente, ao acréscimo de 68,9% do encargo Conta de Desenvolvimento Energético (CDE), e ao aumento médio de 30% nos encargos do Programa de Eficiência Energética (PEE) e Programa de Pesquisa e Desenvolvimento (P&D).

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



14.3 Custos e Despesas Operacionais

Os custos e despesas operacionais alcançaram - R\$ 1.996 milhões em 2014, um incremento de - R\$ 343 milhões, representando um acréscimo de 21,3% em relação ao ano de 2013. Este acréscimo foi decorrente do comportamento das seguintes rubricas:

Descrição	2014	2013	Var. %	Var. R\$ mil
Custos com energia (Não gerenciáveis)				
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.371.711)	(979.132)	40,1	(392.579)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(76.792)	(58.820)	30,6	(17.972)
Taxa de Fiscalização	(2.330)	(2.809)	(17,1)	479
Total Custo com Energia	(1.450.833)	(1.040.761)	39,4	(410.072)
Despesas Operacionais (Gerenciáveis)				
Pessoal e Administradores	(177.972)	(187.527)	(5,1)	9.555
Entidade de Previdência Privada	(7.944)	(7.806)	1,8	(138)
Material e Serviços de Terceiros	(121.768)	(119.828)	1,6	(1.940)
Custo de Construção	(121.314)	(186.967)	(35,1)	65.653
Depreciação e Amortização	(45.494)	(42.694)	6,6	(2.800)
Prov. (Reversão) p/Dev. Duvidosos, inclusive Controlador	(69.552)	(17.942)	287,6	(51.610)
Perdas - Controlador	-	(38.559)	-	38.559
Outras Despesas	(1.201)	(11.083)	(89,2)	9.882
Total Despesas Operacionais	(545.245)	(604.600)	(9,8)	67.299
Total Custos e Despesas Operacionais	(1.996.078)	(1.645.361)	21,3	(342.773)

Principais Variações:

Energia Elétrica Comprada Para Revenda (acrécimo de 40% - R\$ 392,6 milhões): o acréscimo decorre dos seguintes fatores: (i) aumento no volume de energia comprada (CCEARs, Bilaterais e Mercado de Curto Prazo), entre 2014 e 2013; (ii) reajuste de preço, pelo IPCA, dos contratos de compra de energia vigentes, 33% dos contratos são CCEARs; (iii) novos contratos com térmicas, que possuem uma tarifa mais elevada; e (iv) diferença de tarifa de energia comprada da geradora Corumbá Concessões S.A. (Nota Explicativa 17.2), diferença de tarifa de energia comprada de Angra I e Angra II - Eletro Nuclear (Nota Explicativa 17.1). Esses acréscimos, exceto a diferença de tarifa, foram compensados pelo repasse da CDE, em função do Decreto nº 7.945 de 2013. A compensação contabilizada alcançou o montante de R\$ 48 milhões no ano de 2014 para esta rubrica.

Encargos de Uso da Rede Elétrica (aumento de 30,6% - R\$ 18 milhões): este aumento ocorre em razão da renovação das concessões de transmissão pela Lei nº 12.783 de 2013, que promoveu acréscimo no custo de transmissão para as distribuidoras, e também pelo repasse da CDE em função do Decreto nº 7.945 de 2013. A compensação contabilizada alcançou o montante de R\$ 7 milhões no ano de 2014 para esta rubrica.

Custo de Construção (decrécimo de 35,2% - R\$ 65,6 milhões): redução das adições no intangível em curso de ativos vinculados à concessão. Vale acrescentar que o custo de construção, por fazer parte dos efeitos da adoção das Normas Internacionais de Contabilidade, a partir de 1º de janeiro de 2009, não constitui efeito real sobre a despesa, uma vez que esses mesmos valores (tanto para 2014 quanto para 2013), aparecem na receita de construção, resultando em efeito zero no EBITDA.

Provisão para Devedores Duvidosos - Controlador: os créditos devidos pelo Governo do Distrito Federal são representados pelos valores a receber de entidades e órgãos da administração pública do Governo do Distrito Federal (GDF), cujo valor total corresponde a R\$ 106.255 mil (R\$ 106.762 mil em 31 de dezembro de 2013) compostos por fornecimento de energia elétrica.

A Administração, com base no atual estágio de cobrança e negociação dos referidos valores, principalmente com o seu controlador, o Governo do Distrito Federal, considerou necessária a constituição de provisão para perdas no montante de R\$ 46.312 mil de valores vencidos há mais de 360 dias. A realização dos créditos com as entidades e órgãos do GDF 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.

a. Resultado Financeiro

O Resultado Financeiro da CEB D no ano de 2014 ficou em R\$ 23,3 milhões, um aumento de R\$ 16,6 milhões em relação ao ano de 2013, representando um acréscimo de 251,1%. Esse aumento é reflexo: (i) do registro contábil da atualização do Ativo Financeiro. Esse procedimento gerou um valor positivo no ativo financeiro de R\$ 12.754 mil em 31 de dezembro de 2014; (ii) atualização monetária dos Ativos e Passivos Setoriais, atendendo ao disposto na Orientação Técnica OCPC 08; e (iii) aumento de 145,7% na despesa financeira de variação cambial sobre compra de energia decorrente de Itaipu Binacional.

Descrição	2014	2013	Var. %	Var. R\$ mil
Receitas financeiras				
Acréscimos Moratório Conta de Energia	9.998	10.609	(5,8)	(611)
Atualizações Monetárias	24.875	5.201	378,3	19.674
Atualização do Ativo Financeiro	12.754	34.166	(62,7)	(21.412)
Outras Receitas Financeiras	10.718	8.875	20,8	1.843
Total Receitas Financeiras	58.345	58.851	(0,9)	(506)
Despesas Financeiras				
Encargos de dívidas	(26.938)	(24.843)	8,4	(2.095)
Variação Cambial sobre faturas de Energia	(5.949)	(2.421)	145,7	(3.528)
Atualização Monetária	(39.750)	(30.890)	28,7	(8.860)
Atualização Benefício Pós-Emprego	(3.683)	(4.878)	(24,5)	1.195
Outras Despesas Financeiras	(5.371)	(2.469)	117,5	(2.902)
Total Despesas Financeiras	(81.691)	(65.501)	24,7	(16.190)
Resultado Financeiro	(23.346)	(6.650)	251,1	(16.696)

15. LUCRO (PREJUÍZO)

Em 2014 o resultado da Empresa foi um prejuízo de R\$ 88.863 mil (prejuízo de R\$ 145.269 mil em 2013). Os seguintes fatores explicam tal desempenho:

- Aumento de 39,4% nos custos não gerenciáveis, representando R\$ 410 milhões;
- Aumento de 251,1% no Resultado Financeiro, representando R\$ 16,7 milhões;
- Registro do imposto de renda e contribuição social diferidos sobre a receita oriunda do registro dos ativos e passivos setoriais atendendo ao disposto na Orientação Técnica OCPC 08, aprovada em 28 de novembro de 2014, e que resultou num montante de tributos diferidos de R\$ 98,7 milhões; e
- O aumento de 31,3% na Receita Operacional Líquida, representando R\$ 483,5 milhões, e redução de 9,8% nas despesas operacionais, representando R\$ 67 milhões, não foram suficientes para cobrir o acréscimo nos custos não gerenciáveis e Resultado Financeiro.

16. INVESTIMENTOS (CAPEX)

Em 2014 a CEB D investiu o montante de R\$ 80,18 milhões, inferior ao realizado no mesmo período de 2013 (R\$ 162,6 milhões). Tais investimentos incluem expansão, melhorias e preservação do sistema elétrico.

17. QUADRO 3 - CEB D EM NÚMEROS

Atendimento	Unidade	2014	2013	2012
Número de Empregados	U	972	980	1.020
Relação Clientes/Empregados	U	939	966	895
Área de Concessão	km²	5.801.937	5.801.937	5.801.937
Número de Consumidores	U	980.969	947.324	910.911
Consumo Médio Residencial	KWh/ano	222	250	222
Perdas de Energia	%	10,19	10,52	11,38
Demanda	MW	1.226	1.150	1.079
Receita Operacional Bruta	R\$ mil	2.721.412	2.128.247	2.335.018
Receita Operacional Líquida	R\$ mil	2.029.224	1.545.727	1.555.333
Resultado Financeiro	R\$ mil	(23.346)	(6.650)	67.865
EBITDA	R\$ mil	78.641	(84.256)	43.286
Margem EBITDA	%	3,87	(5,45)	2,78
Lucro (Prejuízo) do Exercício	R\$ mil	(88.863)	(145.269)	37.016
Resultado Por Ações (*)	R\$ mil	0,1531	(0,2502)	0,0638
Patrimônio Líquido	R\$ mil	103.749	220.937	359.082

18. BALANÇO SOCIAL

(Em milhares de Reais)

1) Base de Cálculo	2014	2013
Receita Líquida (RL)	2.029.224	1.545.727
Resultado Operacional (RO)	9.800	(145.269)
Folha de Pagamento Bruta (FPB)	185.915	195.334

2) Indicadores Sociais Internos	Em Milhares de Reais	% sobre FPB	% sobre RL	Em Milhares de Reais	% sobre FPB	% sobre RL
Alimentação	11.184	6,02%	0,55%	15.488	7,93%	1,00%
Encargos sociais compulsórios	30.434	16,37%	1,50%	31.136	15,94%	2,01%
Previdência privada	7.944	4,27%	0,39%	7.806	4,00%	0,51%
Saúde	32.309	17,38%	1,59%	33.093	16,94%	2,14%
Segurança e medicina no trabalho	130	0,07%	0,01%	264	0,14%	0,02%
Educação	31	0,02%	0,00%	54	0,03%	0,00%
Capacitação e desenvolvimento profissional	410	0,22%	0,02%	384	0,20%	0,02%
Creches ou auxílio-creche	424	0,23%	0,02%	342	0,18%	0,02%
Outros	3.793	2,04%	0,19%	3.878	1,99%	0,25%
Total - Indicadores Sociais Internos	86.659	46,61%	4,27%	92.445	47,33%	5,98%

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



3) Indicadores Sociais Externos	Em Milhares de Reais	% sobre FPB	% sobre RL	Em Milhares de Reais	% sobre FPB	% sobre RL
Educação	44	0,45%	0,00%	56	-0,04%	0,00%
Cultura	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Esporte	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Outros	346	3,53%	0,02%	344	-0,24%	0,02%
Total das Contribuições para a Sociedade	390	3,98%	0,02%	400	-0,28%	0,03%
Tributos (excluídos encargos sociais)	744.543	7597,38%	36,69%	550.095	-378,67%	35,59%
Total - Indicadores Sociais Externos	744.543	7597,38%	36,69%	550.495	-378,95%	35,61%

4) Indicadores Ambientais	Em Milhares de Reais	% sobre FPB	% sobre RL	Em Milhares de Reais	% sobre FPB	% sobre RL
Relacionados com a operação da empresa	8.459	86,32%	0,42%	589	-0,41%	0,04%
Em Programas e/ou projetos externos	-	0,00%	0,00%	-	0,00%	0,00%
Total dos Investimentos em Meio Ambiente	8.459	86,32%	0,42%	589	-0,41%	0,04%

5) Indicadores do Corpo Funcional	2014	2013
Nº de empregados ao final do período	972	980
Nº de admissões durante o período	48	16
Nº de estagiários	71	78
Nº de empregados terceirizados	1.624	1.232
Nº de empregados acima de 45 anos	459	276
Nº de mulheres que trabalham na empresa	169	166
Nº de portadores de deficiência física (conveniados)	44	55
% de cargos de chefia ocupados por mulheres	38%	40%
Nº de empregados negros	59	60
% de empregados negros	6,1%	6,2%
Nº de cargos de chefia ocupados por negros	7	4
% de cargos de chefia ocupados por negros	6%	4%

6) Informações Relevantes Quanto ao Exercício da Cidadania Empresarial	2014			2013		
Relação entre a maior e a menor remuneração na empresa	31,57			23,29		
Número total de acidentes de trabalho	12			10		
Os projetos sociais e ambientais desenvolvidos pela empresa foram definidos:	() pela direção	(x) direção e gerências	() todos os empregados	() pela direção	(x) direção e gerências	() todos os empregados
Os padrões de segurança e salubridade no ambiente de trabalho foram definidos:	() pela direção	(x) direção e gerências	() todos os empregados	() pela direção	(x) direção e gerências	() todos os empregados
A previdência privada contempla:	() pela direção	() direção e gerências	(x) todos os empregados	() pela direção	() direção e gerências	(x) todos os empregados
A participação nos lucros ou resultados contempla:	() pela direção	() direção e gerências	(x) todos os empregados	() pela direção	() direção e gerências	(x) todos os empregados
Na seleção dos fornecedores, os mesmos padrões éticos e de responsabilidade social e ambiental adotados pela empresa:	() não são considerados	() são sugeridos	(x) são exigidos	() não são considerados	() são sugeridos	(x) são exigidos
Quanto à participação dos empregados em programas de trabalho voluntário, a empresa:	() não se envolve	(x) apoia	() organiza e incentiva	() não se envolve	(x) apoia	() organiza e incentiva
Valor adicionado total a distribuir	2014			2013		
	970.591			714.469		
Distribuição do Valor Adicionado (DVA):	83,86	% governo	86,46	% governo		
	16,88	% colaboradores	24,7	% colaboradores		
	-9,16	% acionistas	-20,33	% acionistas		
	8,42	% financiadores	9,17	% financiadores		

7) Outras Informações	2014	2013
Desconto total na conta de energia elétrica destinado a organizações sem fins lucrativos	490	523

19. DECLARAÇÃO DA DIRETORIA

De acordo com o artigo 25 da Instrução CVM nº 480/2009, a Diretoria declara que revisou, discutiu e concorda com estas Demonstrações Financeiras e com as opiniões expressas no Relatório dos Auditores Independentes referente às mesmas.

Balancos Patrimoniais dos exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013

(Em milhares de Reais)

Ativo	Nota	31/12/2014	31/12/2013	Passivo	Nota	31/12/2014	31/12/2013
Ativo circulante				Passivo circulante			
Caixa e equivalentes de caixa	6	30.845	22.067	Fornecedores	17	386.514	346.908
Contas a receber	7	380.998	300.660	Tributos e contribuições sociais	19	189.448	109.745
Créditos com empregados		1.497	1.394	Contribuição de iluminação pública	20	83.603	121.144
Tributos e contribuições sociais compensáveis	9	12.741	20.885	Empréstimos e financiamentos	18	69.418	119.207
Estoques	10	18.547	31.857	Benefícios a empregados	25	60.859	66.073
Ativo Financeiro Setorial	12	204.972	-	Consumidores		12.476	10.108
Outros créditos	8	76.660	31.815	Passivo Financeiro Setorial	12	66.427	
				Provisões e encargos sobre folha de pagamento	21	31.732	30.233
Total do circulante		726.260	408.678	Encargos do consumidor a recolher		2.726	1.492
				Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22	33.461	24.595
				Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios	23	5.844	4.756
Não circulante				Obrigações Societárias		-	4.371
				Outras obrigações	24	22.290	11.634
Realizável a longo prazo							
Contas a receber	7	7.733	54.097	Total do circulante		964.798	850.266
Tributos e contribuições sociais compensáveis	9	15.676	22.199				
Ativo financeiro de concessões	13	841.273	729.119	Não circulante			
Cauções e depósitos vinculados	11	900	2.602	Fornecedores	17	-	4.551
Ativo Financeiro Setorial	12	138.738	-	Tributos e contribuições sociais	19	147.006	48.342
Outros créditos	8	610	602	Contribuição de iluminação pública	20	129.500	-
		1.004.930	808.619	Empréstimos e financiamentos	18	251.694	142.141
				Benefícios a empregados	25	294.899	286.670
Propriedades para Investimento				Superávit de baixa renda	26	108.557	97.883
				Provisões e encargos sobre folha de pagamento	21	-	2.420
				Provisão para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios	23	70.212	58.759
Imobilizado	15	82.652	98.350	Pesquisa e desenvolvimento e eficiência energética	22	37.106	30.025
				Outras obrigações	24	3.791	6.270
Intangível	16	21.356	156.503	Total do não circulante		1.042.765	677.061
				Patrimônio líquido			
				Capital social realizado		580.532	580.532
Total do não circulante		1.385.052	1.339.586	Prejuízos acumulados		(476.783)	(359.595)
				Total do patrimônio líquido		103.749	220.937
Total do ativo		2.111.312	1.748.264	Total do passivo e patrimônio líquido		2.111.312	1.748.264

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014


Demonstrações dos Resultados
Exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013
(Em milhares de Reais)

	Notas	31/12/2014	31/12/2013
Receita líquida	29.a	2.029.224	1.545.727
Custo do serviço de energia elétrica	29.b	(1.742.128)	(1.392.709)
Custo com energia elétrica		(1.448.503)	(1.037.952)
Custo de operação		(293.625)	(354.757)
Custo dos serviços prestados a terceiros		(3.786)	(2.275)
Lucro bruto		283.310	150.743
Despesas operacionais	29.c	(250.164)	(277.693)
Despesas com vendas		(132.497)	(116.986)
Despesas gerais e administrativas		(138.704)	(146.420)
Outras Receitas/Despesas Operacionais, líquidas		21.037	(14.287)
Resultado do serviço		33.146	(126.950)
Resultado financeiro	29.d	(23.346)	(6.650)
Receitas financeiras		58.345	58.851
Despesas financeiras		(81.691)	(65.501)
Lucro líquido (prejuízo) antes da CSLL e do IRPJ		9.800	(133.600)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Corrente		-	(53)
Imposto de Renda e Contribuição Social - Diferido	19	(98.663)	(11.616)
Lucro líquido (prejuízo) do período		(88.863)	(145.269)
Lucro (prejuízo) por ações básico		(0,1531)	(0,2502)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações dos Resultados Abrangentes**Exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013***(Em milhares de Reais)*

	31/12/2014	31/12/2013
Resultado Líquido do período	(88.863)	(145.269)
(+/-) Outros resultados abrangentes		
Ganhos(Perdas) Atuariais Benefícios Pós-Emprego	(28.325)	7.124
Resultado Abrangente do Período	(117.188)	(138.145)

Demonstrações das Mutações do Patrimônio Líquido
Exercícios Findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013*(Em milhares de Reais)*

	Capital social realizado	Lucros/ prejuízos acumulados	Total do Patrimônio Líquido
Saldo em 01 de janeiro de 2013	580.532	(221.450)	359.082
Prejuízo do exercício	-	(145.269)	(145.269)
Ganho/(Perda) Atuarial dos Planos de Benefícios Definido	-	7.124	7.124
Saldo em 31 de dezembro de 2013	580.532	(359.595)	220.937
Prejuízo do exercício	-	(88.863)	(88.863)
Ganho/(Perda) Atuarial dos Planos de Benefícios Definido	-	(28.325)	(28.325)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	580.532	(476.783)	103.749

Demonstrações de Fluxo de Caixa - Método direto**Exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013***(Em milhares de Reais)*

	31/12/2014	31/12/2013
Fluxo de caixa das atividades operacionais		
Recebimento de consumidores	2.276.042	2.162.364
Rendimento de aplicações	334	334
Ressarcimento Custo de Energia -Recursos da CDE	66.394	163.501
Juros pagos	(24.269)	(25.657)
Fornecedores - Materiais e serviços	(194.565)	(200.205)
Fornecedores - Energia elétrica	(1.342.098)	(1.167.531)
Salários e encargos sociais	(261.633)	(250.188)
Impostos e contribuições	(387.089)	(452.792)
Contribuição de Iluminação Pública (CIP)	(87.371)	(85.000)
Encargos do consumidor	(31.346)	(28.784)
Outros encargos operacionais	(20.514)	(10.828)
Caixa líquido proveniente das atividades operacionais	(6.116)	105.214
Fluxo de caixa das atividades de investimentos		
Aquisição de ativos financeiros da concessão, intangíveis e imobilizados	(44.456)	(83.298)
Receita de leilão	1.972	-
Caixa líquido proveniente das atividades de investimento	(42.484)	(83.298)
Fluxo de caixa das atividades de financiamento		
Empréstimos e financiamentos obtidos	252.121	88.221
Serviço da dívida - principal	(193.823)	(136.995)
Custos de transação	(920)	-
Adiantamento para aumento de Capital	-	-
Caixa líquido proveniente das atividades de financiamento	57.378	(48.774)
Aumento/diminuição do saldo líquido de caixa e equivalentes de caixa	8.778	(26.858)
Saldo de caixa no início do período	22.067	48.925
Saldo de caixa no final do período	30.845	22.067
Variação Líquida de caixa	8.778	(26.858)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

Demonstrações do Valor Adicionado**Exercícios findos em 31 de dezembro de 2014 e 2013***(Em milhares de Reais)*

	31/12/2014	31/12/2013
Receitas	2.661.104	2.110.296
Vendas e serviços	2.607.708	1.941.281
Provisão crédito liquidação duvidosa	(69.552)	(17.942)
Receita de construção - concessão	121.314	186.967
Outros resultados operacionais	1.634	(10)
(-) Insumos adquiridos de terceiros	1.703.364	1.413.887
Custo de energia elétrica	1.448.503	1.037.952
Custo de construção - Concessão	121.314	186.967
Material	4.705	4.626
Serviço de terceiros	117.064	115.202
Provisões/reversões (exceto PDD)	19.806	19.510
Outros	(8.028)	49.630
(=) Valor adicionado bruto	957.740	696.409
(-) Retenções (depreciação e amortização)	45.494	42.694
(=) Valor adicionado líquido	912.246	653.715
(+) Valor adicionado recebido em transferência	58.345	58.851
Receitas financeiras	58.345	58.851
(=) Valor adicionado total a distribuir	970.591	712.566

Distribuição do valor adicionado

	970.591	712.566
Pessoal e encargos	163.849	174.579
Remunerações	100.679	105.159
Encargos sociais (exceto INSS)	9.702	10.381
Entidade de previdência privada	7.944	7.806
Benefícios	13.215	18.140
Convênio assistencial	32.309	33.093
Governo	813.914	617.755
Federal	367.117	217.454
Estadual e Municipal	398.158	363.476
Obrigações intrassetoriais	48.639	36.825
Financiadores	81.691	65.501
Despesas financeiras	81.691	65.501
Acionistas	(88.863)	(145.269)
Lucro líquido (prejuízo) do período	(88.863)	(145.269)

As notas explicativas são parte integrante das demonstrações financeiras.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



**Notas Explicativas às Demonstrações Financeiras
em 31 de dezembro de 2014 e 2013
(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” ou “CEB D”) é uma sociedade anônima, de capital fechado, organizada em conformidade com a Lei Distrital nº 2.710/2001, 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 066/1999, celebrado com a União Federal, por intermédio da Agência Nacional de Energia Elétrica (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 Companhia 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 Companhia, observados os valores e as datas de incorporação ao sistema elétrico.

As principais obrigações da Companhia, 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 dependem de prévia e expressa autorização do Poder Concedente.
- iv) Cumprir e fazer cumprir as normas legais e regulamentares do serviço, respondendo ao Poder Concedente, aos usuários e a terceiros, pelas eventuais consequências danosas da exploração dos serviços.
- v) Atender a todas as obrigações de natureza fiscal, trabalhista e previdenciária, aos encargos oriundos de normas regulamentares estabelecidos pelo Poder Concedente.
- vi) Permitir aos encarregados da fiscalização do Poder Concedente livre acesso, em qualquer época, às obras, equipamentos e instalações utilizados na prestação dos serviços, bem como aos seus registros contábeis.
- vii) Prestar contas ao Poder Concedente e aos usuários, segundo as prescrições legais e regulamentares específicas da gestão dos serviços concedidos.
- viii) Manter as reservas de água e de energia elétrica necessárias ao atendimento dos serviços de utilidade pública.
- ix) Observar a legislação de proteção ambiental, respondendo pelas eventuais consequências de seu descumprimento.
- x) Realizar programas de treinamento, de modo a assegurar, permanentemente, a melhoria da qualidade e mais eficiência na prestação dos serviços concedidos.
- xi) Participar do planejamento setorial e da elaboração dos planos de expansão do Sistema Elétrico Nacional, implementando e fazendo cumprir, em sua área de concessão, as recomendações técnicas e administrativas deles decorrentes.
- xii) Aderir ao Sistema Nacional de Transmissão de Energia Elétrica e assegurar livre acesso aos seus sistemas de transmissão e distribuição.
- xiii) Integrar o Grupo Coordenador para Operação Interligada (GCOI), operando suas instalações de acordo com as regras vigentes, devendo a concessionária acatar e aplicar quaisquer novas resoluções, recomendações e instruções emitidas pelo GCOI.
- xiv) Respeitar, nos termos da legislação em vigor, os limites das vazões de restrição, máxima e mínima, a jusante de seus aproveitamentos hidrelétricos, devendo considerar, nas regras operativas, a alocação de volume de espera nos reservatórios de suas usinas, de modo a minimizar os efeitos adversos das cheias.
- xv) Efetuar, quando determinado pelo Poder Concedente, consoante o planejamento para o atendimento do mercado, os suprimentos de energia elétrica a outras concessionárias e às interligações que forem necessárias.

Pela execução dos serviços, a Companhia 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 2014. 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 significativo 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 Prorrogação da concessão

A renovação do Contrato de Concessão está amparada pelo seguinte fundamento legal:

- a) O art. 175 da Constituição Federal de 1988 estabeleceu que “incumbe ao Poder Público, na forma da lei, diretamente ou sob regime de concessão ou permissão, sempre através de licitação, a prestação de serviços públicos”.
- b) A Lei nº 8.987, de 13 de fevereiro de 1995 (Lei das Concessões), “dispõe sobre o regime de concessão e permissão da prestação de serviços públicos previstos no art. 175 da Constituição Federal, e dá outras providências” e no Capítulo II estabelece o conceito de “Serviço Adequado”.
- c) A Lei nº 9.074, de 7 de julho de 1995, “estabelece normas para outorga e prorrogações das concessões e permissões de serviços públicos e dá outras providências” e no Capítulo II trata especificamente “DOS SERVIÇOS DE ENERGIA ELÉTRICA”, estabelecendo, entre outros, os critérios para as Concessões de Distribuição e os requisitos de prorrogação.
- d) A Lei nº 9.427, de 26 de dezembro de 1996, “institui a Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, disciplina o regime das concessões de serviços públicos de energia elétrica e dá outras providências”.
- e) A Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004, estabeleceu, entre outros, que as concessionárias de distribuição de energia elétrica não podem exercer atividades de geração e transmissão de energia elétrica (segregação de atividades: desverticalização).
- f) A Medida Provisória nº 579, de 12 de setembro de 2012, “dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais, sobre a modicidade tarifária, e dá outras providências”.
- g) O Decreto nº 7.805, de 17 de setembro de 2012, que regulamenta a MP nº 579/2012.
- h) A Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, entre outros, “dispõe sobre as concessões de geração, transmissão e distribuição de energia elétrica, sobre a redução dos encargos setoriais e sobre a modicidade tarifária” e no Capítulo II trata “DA PRORROGAÇÃO DAS CONCESSÕES DE TRANSMISSÃO E DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA”. Especificamente o art. 7º estabelece a possibilidade de prorrogação das concessões, entre outras, as de distribuição de energia elétrica (a critério do Poder Concedente) por uma única vez pelo prazo de até 30 (trinta) anos.

1.4 O caso específico da CEB Distribuição

- a) O Contrato de Concessão nº 066/1999-ANEEL foi celebrado pela CEB com o Poder Concedente, em 26/8/1999, e tem vigência até 7 de julho de 2015. Nele, está prevista a possibilidade de prorrogação por mais vinte anos, desde que subordinada ao interesse público e que o pedido seja apresentado até 36 (trinta e seis) meses antes do término do prazo contratual, ou seja, até 7 de julho de 2012.
- b) Em 29 de junho de 2012, por meio da Carta nº 267/2012-DD, a CEB D protocolou na ANEEL, sob o nº 48513.022210/2012-00, o requerimento de prorrogação da concessão de exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal, anexando, para tanto, os comprovantes de regularidade e adimplemento, conforme exigência contratual vigente.
- c) Nos termos da MP nº 579 e do Decreto nº 7.805/2012, em 5 de outubro de 2012, por intermédio da Carta nº 367/2012-DD, sob o protocolo da ANEEL de nº 48513.033465/2012-00, a CEB D ratificou o pedido de prorrogação da concessão de exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no Distrito Federal, por um período adicional de 30 (trinta) anos, formulado originalmente pela Carta nº 267/2012-DD. Conforme exigido no art. 2º do Decreto nº 7.805/2012, também foram entregues os documentos comprobatórios de regularidade fiscal, trabalhista e setorial, assim como de qualificação jurídica, econômico-financeira e técnica.
- d) A Lei nº 12.783/2013, em seu art. 8º estabelece que as concessões que não forem prorrogadas, nos termos da lei, serão licitadas, na modalidade leilão ou concorrência, por até 30 (trinta) anos. O cálculo do valor da indenização correspondente às parcelas dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, utilizará como base, a metodologia de valor novo de reposição (VNR), conforme critérios estabelecidos em regulamento do Poder Concedente. Além dessa previsão do cálculo da reversão, foi incluído pela ANEEL, dispositivo de garantia de que, valores registrados na Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” (CVA) e outros itens financeiros, também façam parte do referido cálculo de reversão, quando da extinção da concessão.
- e) Visando à adequação da prestação de serviço de distribuição para a pretendida prorrogação da concessão, a CEB D, em conjunto com a ANEEL, elaborou diagnóstico da atual situação da qualidade do serviço e do atendimento, bem como da sustentabilidade econômico-financeira da concessão. Em atenção à solicitação da ANEEL, a Distribuidora está elaborando um Plano de Resultados, com o objetivo de explicitar as ações necessárias à adoção de medidas de curto e médio prazos, para o restabelecimento da qualidade do serviço, contemplando os seguintes aspectos: Indicadores de Continuidade; Plano de Gerenciamento da Gestão; Obras - PDD; Reclamações e IASC; Segurança do Trabalho e da População; e Situação Econômico-Financeira. Destaque-se que a CEB D já manifestou sua determinação em realizar as ações que estão sendo planejadas, com a expectativa de que o mencionado Plano possibilite a adequação da prestação do serviço pela Companhia. No que diz respeito à sustentabilidade econômico-financeira, será adotado padrão utilizado pelo mercado de no máximo 3(três) vezes a relação entre a dívida líquida e a geração de caixa (dívida líquida/EBITDA). Para o indicador de capacidade financeira (cumprimento das obrigações assumidas relativas às despesas operacionais, investimentos e juros da dívida), será utilizada a referência da ANEEL, que corresponde a no máximo sete vezes a relação entre a dívida líquida/(EBITDA – CAPEX).

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

1.5 Terceiro Termo Aditivo ao Contrato de Concessão

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

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

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014

**1.6 Repasse da CDE**

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

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

Com a publicação da Medida Provisória nº 579/2012, convertida na Lei nº 12.783/2013, e da Medida Provisória nº 605/2013, vigente no período de 23 de janeiro a 3 de junho de 2013, a CDE teve seu rol de destinações ampliados, quais sejam: prover recursos para compensar descontos aplicados nas tarifas de uso dos sistemas elétricos de distribuição e nas tarifas de energia elétrica (na vigência da MP nº 605/2013); e prover recursos para compensar o efeito da não adesão à prorrogação de concessões de geração de energia elétrica, assegurando o equilíbrio da redução das tarifas das concessionárias de distribuição (na vigência da MP nº 605/2013).

Em caráter excepcional, visando atenuar os efeitos da conjuntura hidrológica desfavorável, diante das medidas empreendidas pelo Governo Federal em prol da modicidade tarifária, foi publicado o Decreto nº 7.945/2013, que introduziu novas alterações nos instrumentos de repasse de recursos da CDE. Assim, a CDE passou a prover ainda: recursos para o risco hidrológico, exposição involuntária; ESS por segurança energética; e o valor integral ou parcial do saldo positivo acumulado pela Conta de Variação de Valores de Itens da “Parcela A” – CVA, de que trata a Portaria Interministerial MME/MF nº 25/2002, relativa ao ESS e à energia comprada para revenda (CVAess e CVAenergia). Sendo assim, a Resolução Homologatória nº 1.779 de 19 de agosto de 2014, que reajustou as tarifas da CEB D, estabeleceu também um valor mensal correspondente a R\$ 2.574 milhões a ser repassado à Empresa pela Eletrobrás, no período de competência de agosto de 2014 a julho de 2015, referente aos descontos incidentes sobre as tarifas aplicáveis aos usuários do serviço público de distribuição de energia elétrica.

1.7 Repasse da Conta ACR

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

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

O valor mensal que é repassado a cada concessionária é homologado pela Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) por meio de despacho da Superintendência de Regulação Econômica (SRE), no período de fevereiro a dezembro de 2014, e no caso da CEB D, até o momento, já foram repassados os valores publicados em despachos conforme tabela adiante:

Mês de Competência	Data Limite para Repasse	Repasse RS	Último Ato Regulatório	Outros Atos Regulatórios
fev/14	28/04/2014	7.904	Despacho nº 1.256, de 22/04/2014	
mar/14	12/05/2014	9.204	Despacho nº 1.378, de 05/05/2014	Despacho nº 1.443, de 09/05/2014
mai/14	28/08/2014	16.357	Despacho nº 3.186, de 18/08/2014	Despacho nº 2.866, de 29/07/2014 e Despacho nº 2.415, de 09/07/2014
set/14	05/11/2014	4.650	Despacho nº 4.288, de 30/10/2014	
out/14	08/12/2014	9.795	Despacho nº 4.657, de 02/12/2014	Despacho nº 4.647, de 28/11/2014
Total		47.910		

Cabe ressaltar que esses valores serão atualizados e recolhidos dos consumidores por meio de quotas da CDE, a partir dos processos de atualização tarifária de 2015.

1.8 Reajuste Tarifário 2014 - IRT/2014

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

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

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº 1.779, de 19 de agosto de 2014, estabeleceu o reajuste tarifário 2014 da CEB D. O reajuste médio, que passou a vigorar a partir de 26 de agosto de 2014, ficou em 17,12% para o período de 12 meses, sendo 16,42% o reajuste econômico e 0,70% relativo aos componentes financeiros.

O efeito médio a ser percebido pelos consumidores foi de 18,88%, sendo de 19,90% para os atendidos em alta tensão e de 18,38% para os atendidos em baixa tensão.

1.9 Informações sobre aspectos relacionados ao pressuposto da continuidade operacional

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

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

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

a) estudos de reavaliação do Plano de Saúde, objetivando a implantação de uma nova modalidade de plano assistencial lastreada em estudos técnicos; e

b) estudos para alienação de imóveis inservíveis à Concessão.

Ainda nesse contexto, a administração está em processo de negociação com o Poder Executivo para reconhecer a dívida de consumo de energia elétrica dos órgãos do Governo do Distrito Federal (GDF) que estão sendo cobrados judicialmente. Tais débitos foram provisionados em 2014 (Nota Explicativa nº 7).

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 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 (Nota Explicativa nº 5).
- Ativo financeiro indenizável disponível para venda e mensurado pelo valor justo (Nota Explicativa nº 16).
- O ativo atuarial dos planos de benefício definido (Nota Explicativa nº 25).

A autorização para a emissão destas demonstrações financeiras ocorreu em reunião realizada pela Diretoria Colegiada em 18 de março de 2015.

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 13), contas a receber por fornecimento de energia, registradas com base em estimativa do fornecimento ainda não faturado (Nota Explicativa nº 7), os ativos não circulantes destinados à alienação (Nota Explicativa nº 14), a provisão para crédito de liquidação duvidosa (Nota Explicativa nº 7.c), o cálculo das depreciações do ativo imobilizado (Nota Explicativa nº 15.1), as amortizações dos ativos intangíveis (Nota Explicativa nº 16.1), as provisões para riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios (Nota Explicativa nº 23), avaliação de eventual obrigação decorrente de benefícios a empregados (Nota Explicativa nº 25) 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 trimestral.

3. SUMÁRIO DAS PRINCIPAIS PRÁTICAS CONTÁBEIS

As práticas contábeis descritas a seguir 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 deva registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 (IAS 11) - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 (IAS 18) - Receitas (serviços de operação - fornecimento de energia elétrica) como componentes separados do mesmo contrato de concessão.

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 equivalente de caixa (Nota Explicativa nº 13).

(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 Explicativa nº 7)” e “Outros Créditos (Nota Explicativa nº 13)”.

(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 Explicativa nº 13).

b. Passivos financeiros

Os principais passivos financeiros reconhecidos pela Companhia são: contas a pagar a fornecedores e empréstimos. Tais 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 o 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 nas 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 (Nota Explicativa nº 6).

3.6. Contas a receber

A Companhia classifica os valores a receber dos consumidores, revendedores, concessionárias e 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, rural e outros: consumidores com contas vencidas há mais de 360 dias.

A Companhia incluiu em 2014 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 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 das empresas do segmento possuir o direito às seguintes fontes de remuneração, derivadas da concessão:

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

Os ativos classificados como financeiros representam a parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão, sobre a qual a Companhia possui o direito incondicional de receber dinheiro ou outro ativo financeiro do Poder Concedente a título de indenização pela reversão da infraestrutura do serviço público. Os ativos financeiros relacionados ao contrato de concessão são classificados como disponíveis para venda e em 31 de dezembro de 2014, foram valorizados de acordo com a Base de Remuneração Regulatória (BRR), conceito de valor de reposição, que é utilizada para a determinação tarifária.

De acordo com a Lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013, o cálculo do valor dos investimentos vinculados a bens reversíveis, ainda não amortizados ou não depreciados, para fins de indenização, deve utilizar como base a metodologia de valor novo de reposição, conforme critérios estabelecidos em regulamento do Poder Concedente. O referido normativo teve sua aplicação inicial nas demonstrações financeiras relativas ao exercício findo em 31 de dezembro de 2012, não afetando o resultado de exercícios anteriores.

Com a introdução da Medida Provisória nº 579, convertida na Lei nº 12.783/2013 (para maiores informações vide Nota Explicativa nº 18), 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 e no resultado de R\$ 12.754 (R\$ 34.166 em 2013).

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 2014, 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 em seguida. 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 aquela 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 à aquisição de uma propriedade para investimento. O custo da propriedade para investimento construída pelo proprietário inclui os custos de material e mão de obra direta, qualquer custo diretamente atribuído para colocar essa propriedade para investimento em condição de uso conforme o seu propósito e os juros capitalizados dos empréstimos.

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.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



Quando a utilização da propriedade muda de tal forma que ela é reclassificada como imobilizado, seu valor contábil apurado na data da reclassificação se torna seu custo para a contabilização subsequente (Nota Explicativa nº 14).

3.11. 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:

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

Ganhos e perdas na alienação de um item do imobilizado (apurados pela diferença entre os recursos advindos da alienação e o valor contábil do imobilizado), são reconhecidos em outras receitas/despesas operacionais no resultado. Gastos subsequentes são capitalizados na medida em que seja provável que benefícios futuros associados com os gastos serão auferidos 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 15).

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, compondo 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/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 (Nota Explicativa nº 23).

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 (Nota Explicativa nº 25).

O plano de aposentadoria na modalidade benefício definido tem o custo da concessão dos benefícios determinados pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, com base em avaliação atuarial externa realizada trimestralmente. A avaliação atuarial é elaborada com base em premissas e projeções de taxas de juros, inflação, aumentos dos benefícios, expectativa de vida etc. Essas premissas e projeções são revisadas em bases trimestrais ao final de cada período.

O custeio dos benefícios concedidos pelos planos de benefícios definidos é estabelecido separadamente para cada plano, utilizando o método do crédito unitário projetado.

Os Ganhos e perdas atuariais decorrentes de ajustes pela experiência e nas mudanças das premissas atuariais são reconhecidos imediatamente no Patrimônio Líquido, como outros resultados abrangentes de forma que o ativo ou passivo líquido do plano de pensão seja reconhecido na demonstração da posição financeira para refletir o valor integral do déficit ou superávit do plano.

Os custos de serviços passados são imediatamente reconhecidos no resultado.

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 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 19). 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 1.9) 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 (Nota Explicativa nº 21).

3.17. Taxas regulamentares

a) **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. A partir de 1º de janeiro de 2013, a Lei nº 12.783 reduziu em 75% a arrecadação do CDE.

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

c) **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.

d) **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.

Os encargos de **Reserva Global de Reversão (RGR)** e **Conta Consumo de Combustível (CCC)** foram extintos por meio da Lei nº 12.783, de 1º de janeiro de 2013.

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. Ativo e Passivo Financeiro Setorial

Os ativos e passivos financeiros setoriais foram registrados de acordo com a Orientação Técnica OCPC 08 que trata do reconhecimento de determinados ativos e passivos nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade. O reconhecimento teve como pressuposto o CPC 23 que define o reconhecimento do efeito contábil de determinado evento novo, que neste caso, trata-se do aditamento do Contrato de Concessão aprovado pela ANEEL em 25 de novembro de 2014 e, assinado pela CEB D e o referido órgão regulador em 10 de dezembro de 2014.

3.21. 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).

3.22. 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.

4. ADOÇÃO DE NOVAS PRÁTICAS A PARTIR DE 1º DE JANEIRO DE 2014

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

• IAS 32 - Compensação de ativos financeiros e passivos financeiros: em dezembro de 2011, o IASB emitiu uma revisão da norma IAS 32. A alteração desta norma aborda aspectos relacionados à compensação de ativos e passivos financeiros. Esta norma é efetiva desde 1º de janeiro de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.

• IFRS 10, IFRS 12 e IAS 27 - "Entidades de Investimento", em outubro de 2012, o IASB emitiu uma revisão das normas IFRS 10, IFRS 12 e IAS 27, as quais definem entidade de investimento e introduzem uma exceção para consolidação de controladas por entidade de investimentos, estabelecendo o tratamento contábil nestes casos. As alterações destas normas são efetivas para períodos anuais iniciando desde 1º de janeiro de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



- IFRIC 21 - “Impostos”, em maio de 2013, o IASB emitiu a interpretação IFRIC 21. Esta interpretação aborda aspectos relacionados ao reconhecimento de um passivo de impostos quando esse tiver origem em requerimento do IAS 37 - Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes. Esta interpretação de norma é efetiva para períodos anuais desde 1º de janeiro de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.
- IAS 36 - “Redução ao Valor Recuperável de Ativos”, em maio de 2013, o IASB emitiu uma revisão da norma IAS 36. A alteração desta norma requer a divulgação das taxas de desconto que foram utilizadas na avaliação atual e anterior do valor recuperável dos ativos, se o montante recuperável do ativo deteriorado for baseado em uma técnica de avaliação a valor presente baseada no valor justo menos o custo da baixa. Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando desde 1º de janeiro de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.
- IAS 39 - “Mudanças em Derivativos e Continuidade da Contabilidade de Hedge”, em junho de 2013, o IASB emitiu uma revisão da norma IAS 39. A alteração desta norma tem o objetivo de esclarecer quando uma entidade é requerida a descontinuar um instrumento de hedge, em situações em que este instrumento expirar, for vendido, terminado ou exercido. Esta norma é efetiva para períodos anuais desde 1º de janeiro de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.
- IAS 19 - “Benefícios a empregados”, em novembro de 2013, o IASB emitiu uma revisão da norma IAS 19. A Alteração desta norma tem o objetivo de estabelecer aspectos relacionados ao reconhecimento das contribuições de empregados ou terceiros e seus impactos no custo do serviço e períodos de serviços. Esta norma é efetiva para períodos anuais desde 1º de julho de 2014. A Companhia analisou a revisão do pronunciamento já convertido e atualizado no CPC e não identificou impactos para divulgações destas demonstrações contábeis.

4.1. Novas normas e interpretações ainda não adotadas

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

- IAS 1 - “Apresentação das demonstrações financeiras” – em 18 de dezembro de 2014, o IASB publicou “Iniciativa de Divulgação” (Alterações ao IAS 1). As alterações visam esclarecer o IAS 1 e direcionar os impedimentos percebidos sobre o julgamento para a preparação e apresentação das demonstrações contábeis. Esta norma é efetiva para os períodos anuais iniciando em/ou após 1º de janeiro de 2016, com aplicação antecipadas permitida. A Companhia está avaliando os impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.
- IFRS 9 - Instrumentos financeiros – em julho de 2014, o IASB emitiu versão final da norma IFRS 9, a qual tem o objetivo de substituir a norma IAS 39 – Instrumentos financeiros: Reconhecimento e mensuração. Estas alterações endereçam algumas questões sobre a aplicação da norma e introduzem o conceito de “valor justo contra os resultados abrangentes” para a mensuração de alguns tipos de instrumentos de dívida. Adicionalmente, o IASB incluiu na norma IFRS 9 requerimentos de reconhecimento de perdas pela não recuperabilidade de ativos relacionadas ao registro de perdas esperadas com créditos sobre os ativos financeiros e compromissos de renegociação destes créditos. Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 01/01/2018. A Companhia está avaliando os impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.
- IFRS 14 - Contas de diferimento regulatório, em janeiro de 2014, o IASB emitiu a norma IFRS 14, a qual tem o objetivo específico de regular o reconhecimento de ativos e passivos regulatórios quando da primeira adoção das normas IFRS. Esta norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 1º de janeiro de 2016. A Companhia não espera ter impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.
- IFRS 11 - “Acordos de compartilhamento”, em maio de 2014, o IASB emitiu uma revisão da norma IFRS 11. A Alteração da norma IFRS 11 aborda critérios relacionados ao tratamento contábil para aquisições de participações em acordos de compartilhamento que constituam um negócio de acordo com os conceitos constantes no IFRS 3. Esta alteração na norma é efetiva para períodos anuais iniciando em/ou após 1º de janeiro de 2016. A Companhia está avaliando os impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.
- IAS 16 e IAS 38 - “Esclarecimentos sobre Métodos Aceitáveis de Depreciação e Amortização”, em maio de 2014, o IASB emitiu revisão das normas IAS 16 e IAS 38. Esta revisão tem o objetivo de esclarecer sobre métodos de depreciação e amortização, observando o alinhamento ao conceito de benefícios econômicos futuros esperados pela utilização do ativo durante sua vida útil econômica. Esta alteração na norma é efetiva para os períodos anuais iniciando em/ou após 1º de janeiro de 2016. A Companhia está avaliando os impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.
- IFRS 15 - “Receitas de contratos com clientes”, em maio de 2014, o IASB emitiu a norma IFRS 15. A norma substitui a IAS 18 – “Receitas” e a IAS 11 – “Contratos de construção” e uma série de interpretações relacionadas a receitas. Esta norma é efetiva para os períodos anuais iniciando em/ou após 1º de janeiro de 2017. A Companhia não espera ter impactos da adoção desta norma em suas demonstrações contábeis.
- Melhoria anual das IFRS de setembro de 2014 - o IASB emitiu uma revisão das normas IFRS 5, IFRS 7, IAS19 e IAS 34. Estas normas são efetivas para os períodos anuais iniciando em/ou após 1º de janeiro de 2016. A Companhia está avaliando o impacto da adoção destas alterações em suas demonstrações contábeis.

4.2. Reconhecimento dos Ativos e Passivos Financeiros Setoriais

Em 28 de novembro de 2014 foi aprovada a Orientação Técnica OCPC 08 que trata do reconhecimento de determinados ativos e passivos nos relatórios contábil-financeiros de propósito geral das distribuidoras de energia elétrica emitidos de acordo com as Normas Brasileiras e Internacionais de Contabilidade.

O reconhecimento dos ativos e passivos regulatórios teve como pressuposto o CPC 23 que define o reconhecimento do efeito contábil de determinado evento novo, que neste caso, trata-se do aditamento do Contrato de Concessão aprovado pela ANEEL em 25 de novembro de 2014 e, assinado pela CEB D e o referido órgão regulador em 10 de dezembro de 2014.

O aditamento do Contrato de Concessão e Permissão, nos termos tratados no OCPC 08, representa um elemento novo que assegura, a partir da data de sua assinatura, o direito ou impõe a obrigação do concessionário receber ou pagar os ativos e passivos junto ao Poder Concedente.

Sua aplicação foi prospectiva uma vez que o aditamento do Contrato de Concessão e Permissão não tem natureza de mudança de política contábil, mas sim, a de uma nova situação.

Considerando que o Termo Aditivo ao Contrato de Concessão trata de saldos remanescentes apurados de itens da “Parcela A” e outros componentes financeiros que ainda não tenham sido recuperados, o ajuste efetuado foi

reconhecido em contas de ativo e passivo financeiro, conforme o caso, em contrapartida a receita de vendas de bens e serviços.

5. 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.

c. Gerenciamento de risco

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 mesma, por meio de suas normas e procedimentos de treinamento e gerenciamento, objetiva desenvolver um ambiente de controle disciplinado e construtivo, no qual todos os empregados entendem os seus papéis e suas obrigações.

A Auditoria Interna auxilia a Administração supervisionando o cumprimento das políticas e 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 da Companhia incorrer em perdas decorrentes de um cliente ou de uma contraparte 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. No que se refere a 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, negatização de clientes em empresas de proteção ao crédito, corte no fornecimento de energia elétrica, em conformidade com a regulamentação vigente.

Com 74,54% 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.

ii. Risco de liquidez

A CEB D tem financiado suas operações com recursos oriundos de suas atividades operacionais e do mercado financeiro. A situação econômica e financeira é constantemente avaliada por meio de informações tratadas em ambiente de executivos da Companhia.

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

Os planos da Administração para manutenção das atividades da concessionária passam, entre outros, pelo equilíbrio econômico-financeiro, na rentabilidade futura dos investimentos em andamento, na capacidade de obter novas linhas de financiamentos e na prorrogação da concessão, cujo término do atual contrato ocorrerá em julho de 2015. Assim, as demonstrações financeiras da Companhia foram elaboradas no pressuposto de continuidade normal dos negócios da concessionária e não incluem 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.

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	386.514	364.642	21.873	-	-	-
Obrigações Tributárias	336.454	143.490	45.959	147.005	-	-
Encargos Regulatórios	260.753	37.247	55.506	59.151	108.849	-
Empréstimos e Financiamentos	321.111	34.119	34.119	53.451	149.830	49.592
Obrigações Sociais e Trabalhistas	31.732	19.058	12.674	-	-	-
Benefícios Pós-Emprego	355.758	42.518	40.184	66.998	96.927	109.132
Provisões riscos trabalhistas, cíveis e regulatórios	76.056	2.922	2.922	5.844	64.368	-
Demais Obrigações	239.185	81.254	27.033	35.567	95.331	-
Total	2.007.563	592.844	220.496	474.978	400.309	195.992

iii. Risco de taxa de juros

Esse risco é oriundo das flutuações nas taxas de juros com relação aos itens patrimoniais a 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 18.

Conseqüentemente, as variações positivas e negativas dos indexadores e juros atreladas a esses ativos e passivos afetam diretamente o resultado da Companhia. Demonstramos 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 2014 seja mantido em 2015;

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

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

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



- a) Para o cenário provável, estimou-se o CDI para o ano de 2015 em 12,52% a.a., e o IGP-M em 5,71%, de acordo com dados do Relatório Focus do Banco Central do dia 2 de janeiro de 2015 (Média Curto Prazo - Top 5), disponibilizado em sua página eletrônica. No caso da TJLP atribuímos que permaneça a mesma taxa de 5,5% a.a., determinada para o quarto trimestre de 2014, pela Resolução nº 4.398 do BACEN, de 19 de dezembro de 2014, que não foi alterada. Assim, também, espera-se que a taxa de 4,096% da UMBNDES se mantenha estável para os próximos trimestres de 2015.
- b) Para o cenário possível e remoto, foi considerada uma valorização – variação positiva da taxa de juros – de 25% e 50%, respectivamente.

Passivos Financeiros	Risco	Base 31/12/2014	Cenários Projetados - 31/12/2015		
			Provável	Possível	Remoto
Cenário			12,52%	15,65%	18,78%
Empréstimos e Financiamentos	CDI	128.854	144.987	149.020	153.053
Cenário			5,5%	6,88%	8,25%
Empréstimos e Financiamentos	TJLP	119.629	126.209	127.853	129.498
Cenário			5,71%	7,14%	8,57%
Empréstimos e Financiamentos	IGP-M	24.659	26.067	26.419	26.771
Cenário			4,10%	5,13%	6,15%
Empréstimos e Financiamentos	UMBNDDES	14.391	14.981	15.749	16.717
Cenário			6,00%	6,00%	6,00%
Empréstimos e Financiamentos	6%	33.578	35.593	35.593	35.593
Exposição Líquida		321.111	347.836	354.634	361.632

iv. Risco cambial

O risco cambial é a possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de câmbio, que reduzam valores nominais faturados ou aumentem valores captados no mercado.

Dentre as atividades da CEB D é considerada de risco relevante 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 taxas de câmbio.

Em conformidade à instrução CVM nº 475, de 17 de dezembro de 2008, a Companhia realizou uma análise em seus instrumentos financeiros, com objetivo de ilustrar sua sensibilidade às mudanças em variáveis de mercado.

A base consiste nos saldos da conta – Eletrobrás (Itaipu) em 31/12/2014, no cenário provável considera-se os saldos com variação da taxa de câmbio – média do período (R\$/US\$ 2,66) – prevista nas expectativas de mercado para 2015 do relatório Focus/BACEN de 02/01/2015 (Média Curto Prazo - Top 5), disponibilizado em sua página eletrônica. Para os cenários possível e remoto, foi considerada uma deterioração de 25% e 50%, respectivamente, no fator de risco principal do instrumento financeiro em relação ao nível utilizado no cenário provável.

Passivos Financeiros	Risco	Cenários Projetados - 31.12.2015			
		Base (R\$/US\$ 2,66)	Provável (R\$/US\$ 2,76)	Possível - 25% (R\$/US\$3,45)	Remoto - 50% (R\$/US\$ 4,14)
Fornecedores					
Eletrobrás (Itaipu)	Alta do dólar	58.448	60.645	75.807	90.968
Efeitos da Variação do Dólar		-	2.197	17.359	32.520
Exposição Líquida		58.448	60.645	75.807	90.968

v. Risco operacional

Risco operacional é o risco de prejuízos diretos ou indiretos decorrentes de uma variedade de causas associadas a processos, pessoal, tecnologia, infraestrutura e fatores externos, exceto riscos de crédito, mercado e liquidez, como aqueles decorrentes de exigências legais, regulatórias e de padrões geralmente aceitos de comportamento empresarial. O objetivo da Administração é acompanhar o risco operacional de modo a evitar danos à Companhia, buscar eficácia de custos e para estabelecer procedimentos de controle.

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	31/12/2014		31/12/2013	
		Valor Justo	Valor Contábil	Valor Justo	Valor Contábil
Ativos Financeiros		1.307.161	1.307.161	1.105.943	1.105.943
Valor Justo por meio do Resultado		2.383	2.383	4	4
Aplicações Financeiras	Valor Justo	2.383	2.383	4	4
Empréstimos e Recebíveis		463.505	463.505	376.820	376.820
Caixa e Bancos	Valor Justo	28.462	28.462	22.063	22.063
Contas a Receber	Custo Amortizado	435.043	435.043	354.757	354.757
Disponível para Venda		841.273	841.273	729.119	729.119
Ativo Financeiro Indenizável	Valor Justo	841.273	841.273	729.119	729.119
Passivos Financeiros		902.243	902.243	781.281	781.281
Outros Passivos Financeiros		902.243	902.243	781.281	781.281
Fornecedores	Custo Amortizado	386.514	386.514	351.459	351.459
Empréstimos e Financiamentos	Custo Amortizado	321.112	321.112	261.348	261.348
Obrigações Societárias	Custo Amortizado	-	-	4.371	4.371
Encargos Regulatórios	Custo Amortizado	260.753	260.753	164.103	164.103

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 (“non performerisk”), 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.

A seguir 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 descontado, ou metodologias similares que demandam um significativo julgamento ou estimativa.

De acordo com o CPC 40 / IFRS 7, a Companhia 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 seguintes demonstram, de forma resumida, nossos ativos financeiros registrados a valor justo em 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013:

Descrição	Nível	31/12/2014	31/12/2013
Caixa e Bancos	1	28.462	22.063
Aplicações Financeiras	1	2.383	4
Ativo Financeiro Indenizável	3	841.273	729.119
Total		872.118	751.186

6. CAIXA E EQUIVALENTES DE CAIXA

Descrição	31/12/2014	31/12/2013
Numerário disponível	28.462	22.063
Aplicações financeiras	2.383	4
Total	30.845	22.067

As aplicações financeiras correspondem a operações realizadas com instituições que operam no mercado financeiro nacional, tendo como característica alta liquidez, garantia de recompra diária pela instituição financeira a uma taxa previamente estabelecida pelas partes, e com remuneração pela variação do Certificado de Depósito Interbancário (CDI).

7. CONTAS A RECEBER

7.a) Composição

Descrição	31/12/2014	31/12/2013
Consumidores, concessionárias e permissionárias	428.829	346.313
Serviços prestados a terceiros	9.866	13.148
Títulos de créditos a receber	25.981	21.236
Subtotal	464.676	380.697
Provisão para crédito de liquidação duvidosa	(75.945)	(25.940)
Total	388.731	354.757
Circulante	380.998	300.660
Não Circulante	7.733	54.097

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



7.b) Valores a receber por idade de vencimento

Descrição	Saldos Vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos há mais de 90 dias	Total 31/12/2014	Total 31/12/2013
Classes de Consumidor					
Residencial	36.142	39.735	12.424	88.301	76.795
Industrial	4.077	1.661	1.374	7.113	5.595
Comércio, Serviços e Outros	29.262	21.859	18.601	69.722	77.902
Rural	1.453	1.535	1.439	4.427	3.973
Poder Público	13.926	12.699	46.066	72.691	50.999
Iluminação Pública	7.500	7.449	24.908	39.857	38.054
Serviço Público	8.505	7.360	598	16.463	8.591
Subtotal Consumidores	100.866	92.298	105.411	298.574	261.909
Serviço Taxado	358	363	452	1.173	1.113
Concessionárias e Permissionárias	172	-	449	621	1.136
Fornecimento Não Faturado	-	-	-	91.121	87.166
Parcelamentos a Faturar CP e LP	-	-	-	15.001	4.984
Acordo CAESB (Nota 4e)	-	-	-	3.958	10.134
Energia Elétrica Curto Prazo - CCEE	-	-	-	57.535	17.710
Arrecadação a Classificar	-	-	-	(4.404)	(4.647)
Outros	-	-	-	1.097	1.192
TOTAL	101.396	92.661	106.311	464.676	380.697
Prov. Crédito Liquidação Duvidosa				(75.945)	(25.940)
Contas a receber líquido	101.396	92.661	106.311	388.731	354.757

7.c) Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa

i) 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. Englobam recebíveis faturados, até o encerramento do balanço, contabilizados com base no regime de competência. Segue síntese das faixas de atraso sujeitas à provisão:

Descrição	12/31/2014	12/31/2013
Residencial - Vencidos há mais de 90 dias	8.324	12.647
Industrial - Vencidos há mais de 360 dias	835	769
Comercial - Vencidos há mais de 180 dias	11.763	9.841
Rural - Vencidos há mais de 360 dias	445	504
Poder Público - Vencidos há mais de 360 dias	29.680	21.567
Iluminação Pública - Vencidos há mais de 360 dias	24.233	25.818
Serviço Público - Vencidos há mais de 360 dias	581	1.229
Concessionários - Vencidos há mais de 360 dias	84	77
Governo Distrito Federal - Acionista controlador não provisionado	-	(46.512)
Total	75.945	25.940

ii) Movimentação da Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa

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

	Saldo em 31/12/2013	Saldo em 31/12/2014
Saldo em 31/12/2013	25.940	
Adições	23.834	
Baixa para perda - Lei nº 9.430/96	(19.219)	
Reversões	(922)	
Provisão - Controlador	46.312	
Saldo em 31/12/2014	75.945	

iii) Créditos com o Governo do Distrito Federal

Apresentamos a seguir a composição dos créditos com o Governo do Distrito Federal (GDF) por idade de vencimentos em 31 de dezembro de 2014 e 2013:

Data-base	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos de 91 a 360 dias	Vencidos há mais de 360 dias	Saldo
31/12/2014	21.961	26.216	11.766	46.312	106.255
31/12/2013	17.741	21.597	20.912	46.512	106.762

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

Iniciou-se um processo de negociação com o controlador, o Governo do Distrito Federal, com o objetivo de constituir um mecanismo para a liquidação definitiva da dívida de consumo de energia elétrica de órgãos e entidades da administração pública distrital. No entanto permaneceu a incerteza quanto ao prazo final de conclusão das medidas administrativas a serem implementadas tendo em vista que o GDF encaminhará projeto de lei requerendo autorização legislativa para proceder-se à transação de contas entre os passivos, incluindo os débitos com a CEB D. Neste sentido, por indicação do GT, a Administração, com base no atual estágio de cobrança e negociação dos referidos valores, principalmente com o seu controlador, o Governo do Distrito Federal, considerou necessária a constituição de provisão para perdas no montante de R\$ 46.312 de valores vencidos há mais de 360 dias.

Os créditos devidos pelo Governo do Distrito Federal são representados pelos valores a receber de entidades e órgãos da administração pública do Governo do Distrito Federal (GDF), cujo valor total monta em R\$ 59.943 (R\$ 106.762 em 31 de dezembro de 2013).

A realização dos créditos com as entidades e órgãos do GDF 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.

Apresentamos a seguir a composição dos créditos com o GDF por idade de vencimentos:

Valores a receber por idade de vencimento

Descrição	Saldos vincendos	Vencidos até 90 dias	Vencidos de 91 a 360 dias	Vencidos a mais de 360 dias	(-) Provisão	Total 31/12/2014	Total 31/12/2013
Governo do Distrito Federal - GDF	21.961	26.216	11.766	46.312	(46.312)	59.943	106.762

Os débitos da Companhia de Água e Esgoto de Brasília (CAESB) descritos no item (iv) Acordo realizado com o Governo do Distrito Federal, foram retirados do quadro anterior.

iv) 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, atualizados pelo INPC até a data da renegociação e acrescidas de encargos de 1% ao mês. Apresentamos a seguir o montante em 31 de dezembro de 2014:

	Valor original do débito	Valor do parcelamento na data do Acordo
Valor original do débito	14.800	
Encargos Financeiros	7.539	
Valor dívida reconhecida	22.339	
Encargos a transcorrer	5.898	
Valor do parcelamento na data do Acordo	28.237	
Amortização	(24.119)	
Ajuste a Valor Presente	(160)	
Valor do parcelamento em 31/12/2014	3.958	
Circulante	3.958	
Não Circulante	-	

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

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



8. OUTROS CRÉDITOS

Descrição	31/12/2014	31/12/2013
Despesas pagas Antecipadamente (a)	3.405	3.500
Fundação de Previdência - FACEB (b)	5.417	4.888
Serviços em Curso (c)	26.786	14.367
Desativações em Curso (d)	8.504	6.744
Aporte CDE - Decreto nº 7.945/2013 (e)	27.820	621
Pessoal Cedido	3.010	603
Outros	2.326	1.693
Total	77.268	32.416
Circulante	76.658	31.815
Não circulante	610	601

(a) Os valores registrados em despesas pagas antecipadamente referem-se basicamente, a quota do Programa de Incentivo às Fontes Alternativas de Energia Elétrica (PROINFA) no montante de R\$ 3.369.

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

(c) 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.

(d) 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.

(e) Refere-se à Diferença Mensal de Receita (DMR), no âmbito da aplicação da Tarifa Social de Energia Elétrica (TSEE) às unidades consumidoras da subclasse residencial baixa renda; e à subvenção da CDE para custear descontos tarifários.

9. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS COMPENSÁVEIS

Descrição	31/12/2014	31/12/2013
ICMS a Compensar	15.705	23.264
IRPJ Antecipações - saldo	2.888	12.110
CSLL Antecipações - saldo	6.914	4.575
Outros créditos compensáveis	2.910	3.135
Total	28.417	43.084
Circulante	12.741	20.885
Não circulante	15.676	22.199

Os valores relativos ao Imposto de Renda e a Contribuição Social referem-se às retenções-fonte por órgãos públicos, em razão da 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.

10. ESTOQUES

Descrição	31/12/2014	31.12.2013
Material de Almoxarifado	13.845	26.568
Material destinado à alienação	2.623	2.354
Compras em Curso	-	1.720
Outros Materiais	2.079	1.215
Total material de custeio	18.547	31.857

No exercício de 2014, foi registrado um decréscimo de 58,22% do montante destinado a materiais de custeio em estoque, sendo a revisão orçamentária e a redução do número de aquisições no último trimestre de 2013, fatores que contribuíram para a variação negativa do período.

Na gestão de estoques foi identificada a redução de 17,83% nas aquisições de materiais destinados a manutenção do Sistema Elétrico de Potência e 62,69% para as obras junto à Terracap. Contudo, a execução de obras planejadas não sofreu descontinuidade, bem como as emergenciais, tendo em vista o aumento de 37,10% nas aquisições de materiais destinados a aplicação em obras, por meio dos serviços realizados pelas empresas contratadas.

Em atendimento às normas de segurança do trabalho, destaca-se o aumento de 11,33% nas aquisições de materiais e equipamentos de proteção de uso individual e coletivo (EPI/EPC), assim como de uniformes aos empregados.

Verifica-se, ainda, a variação de 10,26% dos materiais destinados a alienação.

Em 2014 foi aprovada pela Diretoria da Companhia a Instrução Normativa nº 001/2014 que define e implementa a sistemática de controle de obsolescência do material em estoque no almoxarifado central.

11. CAUÇÕES E DEPÓSITOS VINCULADOS

Estão classificadas neste grupo as penhoras judiciais online 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.

12. ATIVOS E PASSIVOS FINANCEIROS SETORIAIS

Em 31 de dezembro de 2014, foram reconhecidos os seguintes ativos e passivos setoriais:

Ativos Financeiros Setoriais

Parcela A	31/12/2014			31/12/2013 (não auditado)	
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Total
Conta de Consumo Combustível - CCC	316	-	316	1.153	1.153
Transporte de Energia pela rede básica	8.531	-	8.531	2.668	2.668
Encargos de Serviços de Sistema - ESS	-	-	-	85	85
Conta de Desenvol. Energético - CDE	4.289	-	4.289	2.588	2.588
Proinfa	392	-	392	2.694	2.694
Custo de Aquisição de Energia	181.116	-	181.116	179.491	179.491
Sobrecontratação	455	-	455	-	-
Transporte Energia Elétrica Itaipu	75	-	75	18	18
Outros Componentes Financeiros	9.798	-	9.798	3.726	3.726
Diferimento da Tarifa	-	138.738	138.738	-	-
Total	204.972	138.738	343.710	192.423	192.423

Passivos Financeiros Setoriais

Parcela A	31/12/2014			31/12/2013 (não auditado)	
	Circulante	Não Circulante	Total	Circulante	Total
Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	-	-	6	6
Transporte de Energia pela rede básica	-	-	-	3.008	3.008
Encargos de Serviços de Sistema - ESS	57.692	-	57.692	3.097	3.097
Conta de Desenvol. Energético - CDE	1.339	-	1.339	-	-
Proinfa	269	-	269	-	-
Transporte Energia Elétrica Itaipu	-	-	-	193	193
Sobrecontratação	-	-	-	13.337	13.337
Neutralidade	3.296	-	3.296	4.790	4.790
Outros Componentes Financeiros	3.831	-	3.831	3.486	3.486
Total	66.427	-	66.427	27.917	27.917

De acordo com o Contrato de Concessão nº 066/1999, o Reajuste Tarifário Anual ocorrerá dia 26 de agosto, e tem como objetivo restabelecer o poder de compra da receita, obtida por meio das tarifas praticadas pela concessionária. A receita da concessionária de distribuição é composta por duas parcelas: a "Parcela A", representada pelos custos não gerenciáveis da empresa (encargos setoriais, encargos de transmissão e compra de energia para revenda), e a "Parcela B", que agrega os custos gerenciáveis (despesas com operação e manutenção, despesas de capital). No Reajuste Tarifário Anual, a "Parcela A" é totalmente recomposta de acordo com os custos vigentes naquele momento, enquanto a "Parcela B" atualizada pelo IGP-M – Fator X.

Os componentes tarifários financeiros não fazem parte da base tarifária econômica e se referem a valores a serem pagos ou recebidos pelos consumidores em cada período de 12 meses subsequentes aos reajustes ou revisões tarifárias, devidamente comprovados pela distribuidora. Dentre eles podemos citar:

a) CVA - Conta de Compensação de Variação de Valores de Itens da "Parcela A" - foi criada por meio da Portaria Interministerial dos Ministros de Estado da Fazenda e de Minas e Energia nº 25 de 24 de janeiro de 2002 (PI nº 25), que tem por objetivo registrar as variações observadas entre os gastos efetivamente incorridos e os estimados no momento da constituição da tarifa nos reajustes anuais. Seus valores são atualizados monetariamente com base na taxa SELIC.

Dentre os custos da "Parcela A" cobertos pela CVA temos:

• CVAEnergia - Tem por objetivo registrar as diferenças incorridas entre o custo efetivo da compra de energia para atendimento do mercado da distribuidora e o custo tarifário homologada pela ANEEL no último reajuste tarifário. Em razão da crise energética atual, o custo com aquisição de energia elétrica demonstrou-se superior ao previsto pela ANEEL, quando do reajuste tarifário em agosto de 2014.

• CVAencargos - Nesse grupo encontra-se cobertura para os seguintes encargos: CDE, Proinfa, ESS, Transporte de Itaipu e Rede Básica.

b) Demais itens financeiros:

• Diferimento parcial dos Componentes Financeiros: Em 19/8/2014, por meio da Carta nº 221/2014-DD, a concessionária, atendendo a solicitação do Governo do Distrito Federal, solicitou o diferimento parcial de 9% de seus componentes financeiros. O montante diferido deverá ser considerado como componente financeiro no cálculo dos próximos processos tarifários da CEB, atualizado pela variação do IGP-M.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



- Despacho nº 4.282/2013 (Corumbá IV): Trata-se de valor a ser pago pela CEB D à Corumbá Concessões S.A., em virtude do Despacho nº 3.168/2013, cujos efeitos da obrigação de pagamento foram, para fins de repasse à tarifa dos consumidores da CEB D, considerados no processo tarifário da distribuidora.
- Ajuste Financeiro referente ao recálculo do RTA de 2013: refere-se ao ajuste financeiro decorrente do recálculo do processo tarifário anterior, em razão do Pedido de Reconsideração interposto contra o reajuste da distribuidora de 2013. Conforme deliberação da Diretoria Colegiada da ANEEL foi concedido provimento parcial ao recurso interposto pela concessionária.
- Diferencial Eletronuclear: Refere-se à diferença entre a tarifa praticada e a tarifa de referência entre Furnas e Eletronuclear, conforme determinado na Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009. A diferença apurada foi rateada entre as concessionárias que adquiriram o CCEAR 2005 - 1º Leilão e seu valor está sendo mensalmente pago pelas distribuidoras à Eletronuclear nos anos de 2013 a 2015, conforme parcelas homologadas pela REH nº 1.406/2012.
- Exposição de Submercados: Conforme dispõe o artigo 28 do Decreto nº 5.163/2004, as regras de comercialização preveem mecanismos específicos para o rateio dos riscos financeiros decorrentes de diferenças de preços entre submercados, eventualmente impostos aos agentes de distribuição que celebrarem os CCEARs na modalidade de quantidade de energia.

13. 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 à infraestrutura investida nas concessões que serão objeto de indenização ao final da concessão.

A Resolução Normativa ANEEL nº 474, de 7 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.

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.

Conforme estabelecido pelo pronunciamento técnico CPC 38 - Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração, as variações na estimativa de fluxo de caixa são registradas diretamente no resultado do exercício. Portanto, com o advento da Medida Provisória nº 579, confirmou-se que as variações no valor da indenização decorrentes da atualização monetária ou dos valores de reposição constituem-se em elemento do fluxo de caixa esperado e consequentemente devem ser registrados no resultado.

De acordo, ainda, com o pronunciamento técnico CPC 38, as alterações resultantes de mudanças nas condições de mercado (variações em taxas de juros) são registradas no patrimônio líquido em outros resultados abrangentes. Por não existir um mercado ativo para negociação deste ativo financeiro, a 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.

Para os ativos vinculados à concessão (ativos financeiros e ativos intangíveis), a Companhia avaliou o valor de recuperação desses ativos comparando-os com o valor da Base de Remuneração Regulatória (BRR) definido pela ANEEL no 3º Ciclo da Revisão Tarifária Periódica (Nota Técnica SER nº 291/2012, de 16 de agosto de 2012).

O ativo financeiro foi atualizado para 31 de dezembro de 2014. A movimentação dos saldos referentes ao ativo indenizável (concessão) está assim apresentada:

Saldos em 31 de dezembro de 2013	729.119
Adições	103.799
Baixas	(4.399)
Ajuste do Ativo Financeiro de Concessão a VNR	12.754
Saldos em 31 de dezembro de 2014	841.273

A movimentação da BRR está demonstrada conforme a seguir:

BRR Líquida em 26/08/2012 - (1)	671.038
Atualização da BRR Líquida para 31/12/2014 - (2)	72.517
Depreciação Regulatória recebida na tarifa - (1)	(136.334)
Adições líquidas de março a dezembro de 2014	258.268
BRR Ajustada para 31/12/2014	865.490
(-) Ativo Intangível em 31/12/2014	(24.217)
Ativo Financeiro Atualizado em 31/12/2014	841.273
(-) Ativo Financeiro Contábil em 31/12/2014	(686.335)
Atualização do Ativo Financeiro em 31/12/2014	154.938
(-) Atualização do Ativo Financeiro Registrada em 31/12/2013	(142.184)
EFEITO NO RESULTADO SOCIETÁRIO DE 2014 (antes dos impostos)	12.754
(-) IRPJ e CSLL	(4.336)
EFEITO LÍQUIDO NO RESULTADO SOCIETÁRIO DE 2014	8.418

(1) Nota Técnica SRE ANEEL nº 291, de 16/08/2012.

(2) Atualização pela variação do IGPM.

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

14. PROPRIEDADE PARA INVESTIMENTO

Imóveis	Localidade	Tamanho	31/12/2014	31/12/2013	Vlr última avaliação	Última avaliação
Terreno	QI 10, lotes 25 a 38/DF	10.500 m²	897	897	20.207	mai/14
Terreno	Sector Noroeste, SIA Norte PR 155/1/DF	284.160 m²	274.400	274.400	373.349	fev/14
Terreno	Outros	1.825 m²	817	817	4.541	fev/14
			276.114	276.114	398.097	

A Companhia adota a mensuração desses investimentos a valor justo de mercado, em consonância com as avaliações emitidas por empresas com *expertise*, registrando o montante de R\$ 398.097, não havendo indicativo de redução ao valor recuperável (*impairment*).

15. IMOBILIZADO

15.1 Composição do Imobilizado:

A composição do imobilizado está demonstrada conforme a seguir:

Descrição	Taxas anuais de depreciação	Custos	depreciação acumulada	Valor Líquido 31/12/2014	Valor Líquido 31/12/2013
Imobilizado em Serviço					
Edificações, Obras Civis e Benfeitorias	2,0 a 4%	8.650	(2.812)	5.838	2.823
Máquinas e Equipamentos	3,3 a 6,7%	27.509	(19.652)	7.857	8.264
Veículos	20%	18.680	(10.692)	7.988	6.679
Móveis e Utensílios	10%	8.679	(3.315)	5.364	4.767
Total Imobilizado em Serviço		63.518	(36.471)	27.047	22.533
Imobilizado em Curso		55.605	-	55.605	75.817
Total do Imobilizado		119.123	(36.471)	82.652	98.350

O valor recuperável destes ativos supera seu valor contábil, não caracterizando o reconhecimento de perdas por desvalorização. Não houve indícios de perda ao valor recuperável desses ativos na data das demonstrações financeiras.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014

**15.2 Movimentação do Imobilizado:**

Segue a movimentação do ativo imobilizado:

Descrição	Saldo em 31/12/2013	Adições	Baixas	Saldo em 31/12/2014
<u>Imobilizado em Serviço</u>				
<u>Custo</u>				
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	5.408	3.242	-	8.650
Máquinas e Equipamentos	26.597	912	-	27.509
Veículos	15.729	2.951	-	18.680
Móveis e Utensílios	7.598	1.081	-	8.679
Total do Imobilizado em Serviço - Custo	55.332	8.186	-	63.518
(-) Depreciação				
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	(2.585)	(227)	-	(2.812)
Máquinas e Equipamentos	(18.333)	(1.319)	-	(19.652)
Veículos	(9.049)	(1.643)	-	(10.692)
Móveis e Utensílios	(2.832)	(482)	-	(3.314)
Total do Imobilizado em Serviço - Depreciação	(32.799)	(3.671)	-	(36.471)
<u>Imobilizado em Curso</u>				
Edificações, Obras Cíveis e Benfeitorias	3.122	120	(3.242)	-
Máquinas e Equipamentos	-	933	(912)	21
Veículos	-	4.337	(2.951)	1.386
Móveis e Utensílios	206	1.123	(1.081)	248
Material em Depósito	72.049	30.233	(48.462)	53.820
Compras em andamento	440	23.229	(23.659)	10
Adiantamento a Fornecedor	-	262	(142)	120
Total do Imobilizado em Curso	75.817	60.237	(80.449)	55.605
Total do ativo Imobilizado	98.350	64.752	(80.449)	82.652

16. 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 por meio do consumo e consequente faturamento aos consumidores.

16.1 Composição do Intangível:

Descrição	Custo Histórico	Amortização acumulada	Valor Líquido 31/12/2014	Valor Líquido 31/12/2013
<u>Intangíveis direito de uso da concessão</u>				
Direito de uso da concessão	270.889	(242.818)	28.071	68.467
(-) Obrigações Especiais (*)	(3.854)	-	(3.854)	(15.887)
Em Serviço	267.035	(242.818)	24.217	52.580
Direito de uso da concessão	217.218	-	217.218	260.252
(-) Obrigações Especiais (*)	(240.270)	-	(240.270)	(165.891)
Em Curso	(23.051)	-	(23.052)	94.361
Total do direito de uso da concessão	243.984	(242.818)	1.166	146.941
<u>Outros Intangíveis</u>				
Em serviço	48.844	(46.091)	2.753	5.967
Em curso	17.438	-	17.438	3.595
Total outros Intangíveis	66.282	(46.091)	20.191	9.562
Total dos Intangíveis	310.266	(288.909)	21.356	156.503

(*) Obrigações vinculadas à concessão - São representadas pelos valores e/ou bens recebidos de consumidores, relativos a doações e participações em investimentos realizados em parceria com a concessionária. Os valores dessas obrigações foram deduzidos do ativo intangível. Em conformidade com o Despacho nº 4.991 da ANEEL, de 29 de dezembro de 2011, que trata dos procedimentos básicos para a elaboração das demonstrações financeiras, a Companhia efetuou o ajuste de receitas de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos, reduzindo as contas de receitas de "Fornecimento de Energia Elétrica" em contrapartida à conta de Obrigações Especiais.

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

A Administração entende que a amortização do direito de uso da concessão deve respeitar o retorno esperado de cada bem da sua infraestrutura, via tarifa. Assim sendo, o intangível é amortizado pelo prazo esperado desse retorno, limitado ao prazo de vencimento da concessão. O valor contábil de cada bem da infraestrutura que ultrapassa o prazo de vencimento da concessão está alocado como ativo financeiro - ativo indenizável da concessão.

16.2 MOVIMENTAÇÃO DO INTANGÍVEL:

Descrição	Direito de Uso da Concessão			Outros Intangíveis		
	Em Serviço	Em Curso	Outros	Em Serviço	Em Curso	Total
Ativo Intangível em 31/12/2013	52.580	94.361	-	5.967	3.595	156.503
Adições	5.228	103.798	-	-	13.843	122.869
Baixas	(29)	(146.832)	-	-	-	(146.861)
Amortização	(44.312)	-	-	(3.214)	-	(47.526)
Obrigações Especiais - OE's	10.750	(46.539)	-	-	-	(35.789)
* OE's - Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Reativos	-	-	(27.840)	-	-	(27.840)
Ativo Intangível em 31/12/2014	24.217	4.788	(27.840)	2.753	17.438	21.356

Em conformidade com a Interpretação Técnica ICPC 01 (R1), contabilidade de concessões, foi registrado no Ativo Intangível, deduzido da amortização acumulada, a parcela da infraestrutura que será utilizada durante a concessão, composta pelos ativos da distribuição de energia elétrica, líquidos das participações de consumidores (obrigações especiais). Sendo que quanto mais perto do fim da concessão menor será o valor do Ativo Intangível.

*** Obrigações Especiais - Receita de ultrapassagem de demanda e excedente de reativos**

A receita de ultrapassagem de demanda é oriunda de Contratos de Fornecimento com grandes consumidores de energia, no qual é definida a demanda a ser utilizada pela unidade consumidora. Caso a demanda realizada exceda a demanda contratada, a diferença é cobrada com base na tarifa de ultrapassagem de demanda que é bem superior as tarifas regulares. As tarifas de ultrapassagem de demanda possuem caráter de penalidade ao consumidor e visam a incentivar o consumidor a não utilizar a rede além do que foi contratado, funciona como uma penalidade e está prevista no art. 93 da Resolução nº 414/2010.

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

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

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

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

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

17. FORNECEDORES

A rubrica fornecedores - Suprimento de Energia é composta pelas obrigações com fornecedores relativos a contratos de cotas (Itaipu, Angra, Proinfa e Usinas com concessão renovada CCGF), Contratos de Comercialização em Ambiente Regulado - CCEAR (leilão), contratos bilaterais que a Companhia mantém com partes relacionadas (CEB Lajeado, Corumbá Concessões e Energética Corumbá III) e Energia de Curto Prazo.

Descrição	31/12/2014	31/12/2013
Encargos de uso da rede elétrica	10.066	5.754
Suprimento de energia elétrica	323.070	251.711
Materiais e serviços	53.378	93.994
Total	386.514	351.459
Circulante	386.514	346.908
Não Circulante	-	4.551

A rubrica Suprimento de energia em 2014 é composta, além da compra de energia normal, dos seguintes passivos:

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014

**17.1 Diferença de tarifa de Energia de Angra I e Angra II – ELETRONUCLEAR**

Diferença de tarifa proveniente de alteração na regulamentação por parte da ANEEL, estabelecendo nova metodologia para cálculo da tarifa entre Furnas e Eletronuclear. A Lei nº 12.111, de 9 de dezembro de 2009, definiu que o diferencial entre essas tarifas seria rateado pelas concessionárias de serviço público de distribuição atendidas pelo Leilão de Compra de Energia Proveniente de Empreendimentos Existentes, de 7 de dezembro de 2004, na proporção das quantidades atendidas no contrato com início de suprimento em 2005.

O valor do diferencial a que se refere o artigo 12 da Lei nº 12.111, apresentado por último pela Resolução nº 1.585, de 13 de agosto de 2013, que compete a esta Companhia é de R\$ 11.552. Deste montante, R\$ 3.572 foi pago em 2013, R\$ 4.821 de janeiro a dezembro de 2014, sendo a parcela mensal no valor aproximado de R\$ 402, e ficando o restante dividido para pagamento em 2015.

17.2 Diferença de tarifa de Energia Adquirida de Corumbá Concessões

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

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

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

Este valor foi integralmente repassado como componente financeiro à tarifa do consumidor final da CEB D, conforme disposto na Resolução Homologatória nº 1.779, de 19 de agosto de 2014, que homologa o resultado do Reajuste Tarifário Anual de 2014 da CEB D, e fixa em seu art. 10 o valor de R\$ 43.745 (quarenta e três milhões, setecentos e quarenta e cinco mil reais), que começou a ser repassado à Corumbá Concessões S.A. pela CEB D, em 12 (doze) parcelas mensais iguais, a partir de outubro de 2014.

17.3 Passivo decorrente de energia de curto prazo

A apuração da receita de energia de curto prazo dos meses de janeiro a abril de 2014, contabilizou um valor adicional de R\$ 29.387, em função de ausências de leituras dos consumos de duas novas Linhas de interligação com Furnas para Samambaia Oeste e Ceilândia Norte, que já está regularizado junto à CCEE a partir da liquidação de maio/2014. Esta receita apurada está registrada como Passivo decorrente de energia de curto prazo e deverá ser reposta pela CEB D, em reprocessamentos das contabilizações do mercado de curto prazo ao longo do ano de 2014 ou como contratação no processo de reajuste tarifário de julho de 2015.

Os valores de energia de curto prazo dos meses de abril a outubro de 2013, correspondente a R\$ 88 milhões, a Câmara Comercializadora de Energia (CCEE) em reunião ocorrida no dia 21 de maio de 2014, decidiu, por unanimidade aprovar, de ofício, a recontabilização. No mês de julho foi realizada a primeira parcela de recontabilização que envolveram os meses de abril, junho e setembro de 2013, sendo então reposto pela CEB D o valor de R\$ 50.182. No mês de dezembro foi reposto, com as devidas correções, o total de R\$ 17.066, referente ao mês de maio de 2013, tendo ambos os valores sido abatidos do valor previsto (sem correções) de R\$ 88 milhões. Desta forma, restam ainda como previsão para os demais meses de julho e agosto de 2013, ainda não recontabilizados o valor estimado de R\$ 50,14 milhões.

18. EMPRÉSTIMOS E FINANCIAMENTOS

ENTIDADES	31/12/2014	31/12/2013	GARANTIAS	ENCARGOS
ELETOBRAS	24.659	40.250	Cessão de Direitos Creditórios	Juros entre 5% a 8% a.a. 1% a 2% de Tx. de Adm. + variação da UFIR/IGP-M
Banco do Brasil S.A. (FCO I a IV)	69.173	84.841	Cessão de Direitos Creditórios	Juros 10% a.a. atualização TJLP e Bônus Adimplência de 15%
Banco do Brasil S.A. (Finame)	5.000	6.001	Cessão de Direitos Creditórios	Juros de 4,5% a.m.
Banco do Brasil S.A. (Capital de Giro)	17.727	-	Cessão de Direitos Creditórios	CDI + juros de 1,7% a.a.
Caixa Econômica Federal - CEF	-	98.475	Cessão de Direitos Creditórios	CDI + juros de 2,16% a.a.
Caixa Econômica Federal - CEF	-	31.781	Cessão de Direitos Creditórios	129% do CDI Cetip (durante o período de utilização)
Caixa Econômica Federal - CEF	91.956	-	Cessão de Direitos Creditórios	140% do CDI Cetip (durante o período de utilização)
Caixa Econômica Federal/BNDES	33.578	-	Cessão de Direitos Creditórios	6% a.a.
Caixa Econômica Federal/BNDES	14.391	-	Cessão de Direitos Creditórios	5% a.a. + UMBNDES
Caixa Econômica Federal/BNDES	45.456	-	Cessão de Direitos Creditórios	5% a.a. + TJLP
Banco Daycoval	19.172	-	Cessão de Direitos Creditórios	0,5% a.m. + CDI Cetip
Total Geral	321.112	261.348		
Circulante	69.418	119.207		
Não Circulante	251.694	142.141		

A CEB D firmou o contrato de financiamento nº 1041.349.0000001, com o Agente Financeiro Caixa Econômica Federal (CEF), por meio de repasse de recursos do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES), objetivando investimentos realizados em novas instalações e melhorias na rede de distribuição da Companhia, em vista de projetos relacionados à Copa do Mundo de 2014, com recursos liberados em setembro de 2014.

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

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

	2015	2016	2017	2018	2019	2020+	Total
Indexadores							
UFIR/RGR	15.304	8.488	348	174	147	198	24.659
CDI	23.818	15.633	28.099	22.989	22.989	15.327	128.855
TJLP	20.913	20.913	20.913	17.763	11.157	27.970	119.629
UBNDES	2.363	2.577	2.577	2.577	2.577	1.718	14.391
6% a.a.	5.840	5.840	5.840	5.840	5.840	4.380	33.578
Total por indexador	68.237	53.451	57.778	49.342	42.710	49.593	321.112

A movimentação dos Empréstimos e Financiamentos:

Saldo em 31 de dezembro de 2013	261.348
Empréstimos e Financiamentos Obtidos	252.120
Encargos Financeiros Pagos	(24.269)
Custo de Transação	(920)
Encargos Incorridos	26.656
Amortizações de principal	(193.823)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	321.112

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

19. TRIBUTOS E CONTRIBUIÇÕES SOCIAIS

Descrição	31/12/2014	31/12/2013
ICMS	148.604	100.944
ISS	1.451	983
IRPJ Diferido*	108.081	35.546
Retenções IRRF/CSLL/PIS/COFINS	2.607	2.068
COFINS	4.986	329
COFINS Diferida**	21.077	-
PIS	1.082	71
PIS Diferido**	4.580	-
CSLL Diferida*	38.925	12.796
INSS	3.678	4.020
Outros	1.383	1.330
Total	336.454	158.087
Circulante	189.448	109.745
Não circulante	147.006	48.342

*Imposto de renda e contribuição social diferidos sobre o Valor Novo de Reposição (VNR) e a receita dos ativos financeiros setoriais.

**PIS e COFINS diferidos sobre a receita de ativos financeiros setoriais.

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



Demonstramos a seguir a memória de cálculo do imposto de renda e contribuição social no resultado do exercício de 31 de dezembro de 2014:

Descrição	31/12/2014		31/12/2013	
	IRPJ	CSLL	IRPJ	CSLL
Lucro antes dos tributos	22.634	22.634	(133.600)	(133.600)
Ajuste RTT (a)	(196.707)	(196.707)	133.934	133.934
Adições (exclusões) permanentes	(58.049)	(58.049)	(145.303)	(145.303)
Adições (exclusões) temporárias	129.007	129.007	64.027	64.027
Total	(103.115)	(103.115)	(80.942)	(80.942)
(-) Compensação Prejuízo fiscal	-	-	-	-
Base de Cálculo	(103.115)	(103.115)	(80.942)	(80.942)
Alíquota aplicável (*)	25%	9%	25%	9%
Imposto de Renda e Contribuição Social corrente	-	-	-	-
Imposto de Renda e Contribuição Social ajuste 2012	-	-	39	14
Imposto de Renda e Contribuição Social diferido	72.534	26.130	(8.542)	(3.074)
Total despesa de Imposto de Renda e Contribuição Social no período	72.534	26.130	(8.503)	(3.060)

(*) 15% e 10% adicional.

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).

19.1 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 adiante o demonstrativo dos créditos não ativados em 31 de dezembro de 2014:

Diferenças Temporárias	IRPJ e CSLL sobre diferenças Temporárias não reconhecidas	
	31/12/2014	31/12/2013
Provisões para Riscos Regulatórios	20.283	3.221
Provisões para Riscos Cíveis	2.383	2.104
Provisões para Riscos Trabalhistas	3.004	2.279
Provisão para Participação nos Resultados	724	623
Provisões Devedores Duvidosos	26.193	9.191
Prejuízo Fiscal e Base Negativa	62.555	-
Provisão Perda Atuarial dos Planos de Benefícios Pós-Emprego	14.330	13.425
Provisão suprimento de energia	27.925	-
Outras Provisões	4.374	3.438
Total	161.771	34.281

19.2 Conversão em Lei nº 12.973/2014 da Medida Provisória nº 627/2013

A Lei nº 12.973/2014 trouxe mudanças relevantes para as regras tributárias federais em vigor obrigatoriamente a partir de janeiro de 2015, sendo facultada a opção de aplicação antecipada de seus dispositivos a partir do ano-calendário de 2014.

Entre as principais alterações nas regras tributárias, a Lei revoga o Regime Tributário de Transição (RTT) e prevê a entrega de nova obrigação acessória, a Escrituração Contábil Fiscal (ECF) em substituição da Declaração de Informações Econômico-fiscais da Pessoa Jurídica (DIPJ). A referida legislação já foi regulamentada pela Instrução Normativa nº 1.515/2014, entretanto, alguns temas relevantes estão pendentes de regulamentação pela Receita Federal do Brasil.

A Companhia elaborou estudos dos possíveis efeitos da aplicação dessa nova norma e concluiu que a sua adoção antecipada, ou não, não resultaria em impactos relevantes em suas demonstrações financeiras.

20. CONTRIBUIÇÃO DE ILUMINAÇÃO PÚBLICA (CIP)

A 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, operação, manutenção, otimização e ampliação do sistema de iluminação pública.
- A cobrança da CIP é efetuada na fatura de consumo de energia elétrica e o saldo ainda não repassado é atualizado pelo INPC.

Os valores não repassados ao Governo do Distrito Federal apresentavam a seguinte composição:

Saldo em 31 de dezembro de 2013	121.144
CIP Arrecadada	155.992
CIP Faturada e Não Arrecadada	15.590
Atualização Monetária	7.747
Repasse ao GDF	(87.370)
Saldo em 31 de dezembro de 2014	213.103
Circulante	83.603
Não Circulante	129.500

Em 23 de dezembro de 2014 foi publicada a Lei nº 5.434 que estabeleceu medidas de apoio à CEB D, preparatórias à renovação do Contrato de Concessão de distribuição de energia. Dentre as medidas adotadas foi autorizado o parcelamento, em 60 parcelas mensais e sucessivas, do saldo arrecadado e não repassado da CIP nos exercícios de 2013 e 2014, que serão corrigidos pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor (INPC), a partir do segundo mês subsequente ao da sua arrecadação, até o mês de início do pagamento do parcelamento. Este saldo corresponde à R\$ 161.875 e as parcelas terão vencimento no 15º dia útil de cada mês, a partir de fevereiro de 2015.

21. PROVISÕES E ENCARGOS SOBRE FOLHA DE PAGAMENTO

Descrição	31/12/2014	31/12/2013
Provisão de Férias	14.041	10.870
Abono Assiduidade	6.618	6.758
Contribuições recolhíveis ao INSS	4.624	4.724
FGTS	1.089	1.138
Provisão Participação no Resultado*	3.016	1.903
Indenização Cláusula ACT	2.344	7.260
Subtotal	31.732	32.653
Circulante	31.732	30.233
Não Circulante	-	2.420

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

22. PESQUISA E DESENVOLVIMENTO (P&D) E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA (EE)

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 percentual de 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 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 1.644/2009-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 FNDCT e ao MME.

Descrição	31/12/2014	31/12/2013
Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT)	640	234
Ministério de Minas e Energia (MME)	320	117
Pesquisa e Desenvolvimento (P&D)	21.293	16.590
Programa de Eficiência Energética (PEE)	48.314	37.679
Total	70.567	54.620
Circulante	33.461	24.595
Não Circulante	37.106	30.025

23. 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

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



opinião de seus procuradores jurídicos, vem constituindo provisão para os riscos cujas chances de um desfecho desfavorável são consideradas prováveis.

23.1 Composição:

Provisões	31/12/2014	31/12/2013
Trabalhistas	8.905	6.775
Cíveis	7.496	6.674
Regulatórias	59.655	50.066
Total	76.056	63.515
Circulante	5.844	4.756
Não circulante	70.212	58.759

23.2 Movimentação:

Descrição	Saldo em 31/12/2013	Constituição	Baixa/Reversão	Atualização	Saldo em 31/12/2014
Trabalhistas	6.775	1.809	(475)	796	8.905
Cíveis	6.674	386	(30)	466	7.496
Regulatórias	50.066	6.363	(1.791)	5.017	59.655
Total	63.515	8.558	(2.296)	6.279	76.056

23.3 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).

23.4 Demandas cíveis

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

23.5 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 D, substanciada 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.

23.6 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\$ 2.368 em 31 de dezembro de 2014 (R\$ 2.122 em 31 de dezembro de 2013).

24. OUTRAS OBRIGAÇÕES

Outras Obrigações	31/12/2014	31/12/2013
Parcelamento Multa ANEEL	6.415	7.425
Consignações em Favor de Terceiros	13.086	4.848
Cauções em Garantia	406	433
Retenção de quotas RGR	724	724
Outras obrigações	5.450	4.474
Total	26.081	17.904
Circulante	22.290	11.634
Não Circulante	3.791	6.270

25. BENEFÍCIOS A EMPREGADOS**25.1 Planos de benefícios**

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

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

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

Quanto aos planos previdenciais, o passivo com benefícios pós-emprego 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.

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

Descrição	31/12/2014	31/12/2013
Plano de Previdência	50.762	74.359
Plano de Assistência	302.986	271.999
Programa de Demissão Voluntária	2.010	6.385
Total	355.758	352.743
Circulante	60.859	66.073
Não Circulante	294.899	286.670

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

Descrição	31/12/2014	31/12/2013
Previdência	7.944	7.806
Assistência	32.309	33.094
Total	40.253	40.900

25.2 Planos Previdenciário e Assistencial

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

Valor presente das obrigações atuariais	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Valor presente da obrigação atuarial em 31/12/2013	(985.140)	(1.236.263)	(271.999)	(271.338)
Custo do serviço corrente	(11.012)	(10.606)	(2.464)	(2.670)
Custo de juros	(116.247)	(113.860)	(37.862)	(24.990)
Ganhos/(Perda) atuariais	(91.994)	316.383	(26.819)	(8.688)
Benefícios Pagos pelo plano	66.858	59.206	33.357	35.687
Valor presente da obrigação atuarial em 31/12/2014	(1.137.535)	(985.140)	(305.787)	(271.999)

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



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

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Valor justo dos ativos do plano				
Valor justo dos ativos do plano em 31/12/2013	962.786	1.139.775	-	-
Retorno esperado dos ativos do plano	113.608	104.973	-	-
Ganhos/(Perda) atuariais	49.327	(265.872)	-	-
Contribuições do empregador	39.117	31.225	33.357	35.687
Contribuições do participante do plano	10.766	11.891	-	-
Benefícios Pagos pelo plano	(66.858)	(59.206)	(33.357)	(35.687)
Valor justo dos ativos do em 31/12/2014	1.108.746	962.786	-	-

Conciliação dos valores reconhecidos no balanço:

	Plano Previdenciário		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Valores reconhecidos no balanço patrimonial				
Valor presente da obrigação atuarial sem cobertura	28.788	22.354	305.787	271.999
Ganhos/(Perdas) atuariais não reconhecidos (item 92)	-	-	-	-
(Passivo)/Ativo líquido reconhecido no final do exercício	52.276	74.358	313.087	228.404
Movimentação do passivo (ativo) líquido reconhecido no balanço				
Passivo (ativo) reconhecido no início do exercício	(22.354)	(75.894)	(271.999)	(110.914)
Contribuições aportadas no plano	39.117	31.225	33.357	35.687
Amortização de (ganhos)/perdas atuariais	(42.667)	29.916	(26.819)	(169.112)
Despesas do exercício	(2.884)	(7.602)	(40.326)	(27.660)
(Passivo)/ATIVO reconhecido no final do exercício	(28.788)	(22.355)	(305.787)	(271.999)

Plano Previdenciário

O Plano Complementar de Benefícios Previdenciários apresentou um valor presente de obrigação atuarial de R\$ 1.137.535, que ao ser confrontado com o valor justo dos ativos do plano de R\$ 1.108.746 resultou em um déficit de R\$ 28.789 sendo, portanto, inferior ao valor do passivo atuarial atualmente registrado, relativo ao Plano Previdenciário no montante de R\$ 52.276 relativo ao contrato de dívida que mantém junto à FACEB. Observa-se que o montante contabilizado pela CEB D é suficiente para a cobertura da provisão total de benefícios pós-emprego do Plano Complementar de Benefícios Previdenciários.

O valor justo dos ativos do plano foi informado pela FACEB e, segundo a entidade, está precificado a mercado. Do ativo total informado pela FACEB (R\$ 1.126.992) foram deduzidos os valores registrados no balancete nas rubricas do exigível operacional (R\$ 3.398), exigível contingencial (R\$ 4.704) e fundos (R\$ 10.144), resultando no valor justo de R\$ 1.108.746, uma vez que essas parcelas do ativo não se destinam à cobertura das provisões matemáticas. Ressalta-se que o saldo do contrato de dívida junto à entidade não está incluído no valor justo dos ativos do plano.

Plano Assistencial

A avaliação atuarial do plano Assistencial, posicionada em 31 de dezembro de 2014, revelou que a obrigação atuarial deste plano é de R\$ 305.787. Considerando-se que este plano não possui valor justo de ativos, então a obrigação atuarial calculada 31 de dezembro de 2014 se encontra sem lastro de ativos financeiros. A composição deste passivo se dá da seguinte forma: a) passivo de curto prazo dos ativos: R\$ 11.595; b) passivo de longo prazo dos ativos: R\$ 73.173; c) passivo de curto prazo dos assistidos: R\$ 18.075; e d) passivo de longo prazo dos assistidos: R\$ 202.944. O passivo líquido contabilizado em 31 de dezembro de 2013 era de R\$ 271.999 e, computadas as variações ocorridas em 2014, conforme demonstradas nos quadros anteriores têm-se um passivo líquido em 31 de dezembro de 2014 de R\$ 305.787 sendo este o valor da provisão de benefícios pós-emprego para o Plano Assistencial.

As informações que fundamentaram a avaliação atuarial são constituídas de bases cadastrais referentes ao plano previdencial e plano de saúde, de informações sobre a utilização do plano de saúde nos últimos vinte e um meses, informações contábeis posicionadas em 30 de novembro de 2014 e dados sobre a composição do valor justo dos ativos do plano de benefício posicionado na mesma data, necessitando de diminuição dessa provisão em R\$ 7.300.

Quadro demonstrativo da despesa total reconhecida na demonstração de resultados

	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Valores reconhecidos na DRE				
Custo do serviço corrente	11.012	10.606	(2.463)	(2.670)
Contribuições dos participantes	(10.766)	(11.891)	-	-
Custo de juros	116.247	113.860	(37.862)	(24.990)
Retorno esperado dos ativos do plano	(113.609)	(104.973)	-	-
Amortização de ganhos/(perdas) atuariais	-	-	-	-
Total da (despesa)/receita reconhecida	(2.884)	(7.602)	(40.326)	(27.660)
Total da (despesa)/receita no exercício	(2.884)	(7.602)	(40.326)	(27.660)

Segue adiante 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:

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

25.3 Premissas atuariais

	Plano Complementar		Plano Assistencial	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Premissas atuariais adotadas				
Financeiras				
Taxa de juros anual para cálculo do valor presente da obrigação	6,20%	6,47%	6,20%	6,47%
Expectativa de retorno do valor justo dos ativos do plano	11,97%	11,80%	0,00%	0,00%
Taxa anual de inflação	5,43%	5,01%	5,43%	5,01%
Taxa nominal de crescimento anual dos salários	5,43%	5,01%	5,43%	5,01%
Taxa nominal de crescimento dos benefícios do plano	5,43%	5,01%	5,43%	5,01%
Taxa de crescimento nominal anual dos custos de saúde	0,00%	0,00%	7,00%	7,00%
Demográficas				
Taxa de rotatividade	0,00%	0,00%	0,00%	0,00%
Tábua de mortalidade/sobrevivência de ativos	AT-2000 masculina		AT-2000 masculina	
Tábua de mortalidade/sobrevivência de assistidos	AT-2000 masculina		AT-2000 masculina	
Tábua de mortalidade/sobrevivência de inválidos	Winklevoss		Winklevoss	
Tábua de entrada em invalidez	Álvaro Vindas		Álvaro Vindas	
Tábua de morbidez	Não Usada		Não Usada	
Idade de aposentadoria	Primeira aposentadoria, considerando-se as elegibilidades do regulamento do plano		Primeira aposentadoria, considerando-se as elegibilidades do regulamento do plano	
Composição familiar para cálculo de pensão e reversão				
Ativos	90% casados com cônjuge feminino 4 anos mais jovem			
Assistidos	Família informada no cadastro			
Comparativo evidenciando retorno esperado e o retorno real dos ativos do plano				
Taxa nominal de rendimento esperada sobre os ativos do plano	11,97%	11,80%	N/A	N/A
Retorno real anual dos ativos do plano	N/A	N/A	N/A	N/A

25.4 Contrato de dívida atuarial

Em 27 de dezembro de 2001, a Companhia Energética de Brasília (CEB), na qualidade de patrocinadora da Fundação de Previdência dos Empregados da CEB (FACEB), assinou contrato de parcelamento de contribuição suplementar para com essa Fundação, oriundo dos compromissos especiais assumidos em 1993. Com a desverticalização ocorrida em janeiro de 2006, a CEB Distribuição 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 2014:

Descrição	Total	Circulante	Não Circulante
Passivo contratual em 31.12.2013	72.495	32.145	40.350
Amortização no exercício	(31.130)	(31.130)	
Atualização no exercício	7.872	3.779	4.093
Transferências para o circulante	-	26.574	(26.574)
Passivo em 31/12/2014	49.237	31.368	17.869

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



A composição do passivo está assim contabilizada:

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

Para cálculo do passivo a ser registrado, foram consideradas já no resultado as contribuições a pagar, dessa forma, o valor restante já se encontra contabilizado por meio do Contrato de Equacionamento de Déficit pactuado entre a Companhia e a FACEB. Assim, o resultado da avaliação atuarial de 31 de dezembro de 2014 e 31 de dezembro de 2013 revelou a necessidade de reversão parcial de provisão.

25.5 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 31/12/2013	6.385	4.569	1.816
Amortização no exercício	(4.466)	(4.466)	-
Atualização no exercício	91	-	91
Transferências para o circulante	-	1.907	(1.907)
Passivo em 31/12/2014	2.010	2.010	-

26. 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.

Demonstramos, a seguir, a movimentação ocorrida no exercício:

Descrição	2014	2013
Saldo inicial	97.883	90.447
Amortização no exercício	-	-
Atualização no exercício	10.674	7.436
Saldo final	108.557	97.883
Não Circulante	108.557	97.883

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.

27. PATRIMÔNIO LÍQUIDO

27.1 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).

27.2 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 nos exercícios de 2014 e de 2013 apurou respectivamente um prejuízo de R\$ 88.863 e R\$ 145.269, 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:

	31/12/2014	31/12/2013
Lucro (prejuízo) do período	(88.863)	(145.269)
Número médio ponderado de ações ordinárias	580.532	580.532
Resultado por ação	(0,1531)	(0,2502)

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

28. 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	31/12/2014	31/12/2013
Remuneração Administradores		
Remuneração	2.018	2.211
Encargos	473	501
Total	2.491	2.712

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

Outras transações com partes relacionadas

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

Descrição	31/12/2014	31/12/2013
Ativos da CEB Distribuição		
	63.985	108.783
Créditos a receber da Controladora Companhia Energética de Brasília-CEB	a) 2.768	814
Créditos a receber da empresa CEB Geração S.A.	a) 193	198
Créditos a receber da empresa CEB Participação S.A.	a) 143	87
Créditos a receber da empresa CEB Lajeado S.A.	a) 47	66
Créditos a receber da Terracap	a) 338	290
Créditos a receber da Secretaria de Planejamento do DF	a) 28	19
Créditos a receber da Defensoria Pública do DF	a) -	9
Créditos a receber do DFTRANS	a) 11	19
Crédito a receber da Adm. Regional do Riacho Fundo I	a) 3	3
Créditos a receber da Secretaria de Estado do Governo	a) 41	41
Créditos a receber da Câmara Legislativa do DF	a) 161	161
Contas a receber de energia elétrica (fornecimento e serviço) - GDF	b) 59.933	106.762
Encargos de Uso da Rede Elétrica - CEB Geração S.A.	f) 66	66
Encargos de Uso da Rede Elétrica - Corumbá Concessões S.A.	f) 200	196
Encargos de Uso da Rede Elétrica - Energética Corumbá III	f) 53	52
Passivo da CEB Distribuição	277.551	193.077
Fornecedor Suprimento - CEB Lajeado S.A.	c) 11.374	10.835
Fornecedor Suprimento - Corumbá Concessões S.A.	c) 48.727	53.567
Fornecedor Suprimento - Energética Corumbá III	c) 4.347	3.160
Contribuição Iluminação Pública - GDF	e) 213.103	121.144
Dividendos GDF	g) -	4.371
	31/12/2014	31/12/2013
Resultado da CEB Distribuição	(6.507)	(59.199)
Energia comprada para revenda da CEB Lajeado S.A.	c) (127.577)	(121.239)
Energia comprada para revenda da Corumbá Concessões S.A.	c) (139.683)	(171.988)
Energia comprada para revenda da Energética Corumbá III	c) (36.631)	(35.146)
Receita de fornecimento de energia e serviços (GDF)	b) 293.661	303.796
Receita pela Disponibilidade da Rede - CEB Geração S.A.	f) 771	776
Receita pela Disponibilidade da Rede - Corumbá Concessões S/A	f) 2.332	2.462
Receita pela Disponibilidade da Rede - Energética Corumbá III S/A	f) 616	655
Receita de locação à controladora	d) 4	44
Baixa de créditos de contas a receber do GDF	-	(38.559)

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



- (a) A CEB D 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 (vinte milhões, quatrocentos e setenta e oito mil) 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 17 de fevereiro de 2014. O referido contrato foi rescindido em janeiro de 2014.
- (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.
- (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 desverticalização ocorrida em 2006, onde a obrigação do repasse no laudo da desverticalização ficou para a CEB D, baixado integralmente no exercício de 2014.

29. SEGUROS

Em 31 de dezembro de 2014, a cobertura de seguros contra riscos operacionais era composta por R\$ 426.197 para danos materiais, não havendo cobertura para lucros cessantes e responsabilidade civil para a Companhia. Os bens móveis e imóveis compostos por equipamentos, máquinas, ferramentas, móveis e utensílios e demais instalações relacionadas aos prédios administrativos, operacionais, laboratórios e substâncias de distribuição, componentes do Ativo Imobilizado, conforme os critérios de riscos constantes do relatório técnico estão cobertos até 30 de dezembro de 2015, por contrato de seguro para riscos nomeados contra incêndio, raio, explosão e danos elétricos, cujo custo do prêmio foi de R\$ 1.001 e a importância segurada de R\$ 426.197.

30. DESDOBRAMENTO DE OUTROS ITENS DA DEMONSTRAÇÃO DE RESULTADOS

a) Receita operacional líquida

Descrição	Consumidores *		MWh *		Valor	
	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013	31/12/2014	31/12/2013
Consumidores						
Residencial	855.945	824.525	2.299.839	2.192.306	775.144	705.523
Industrial	1.671	1.727	231.650	245.914	80.278	79.732
Comercial	106.659	104.954	2.062.179	1.986.201	686.513	627.340
Rural	10.098	9.974	148.360	146.852	32.895	30.199
Poder Público	6.212	5.792	640.695	639.486	233.374	215.296
Iluminação Pública	19	19	417.867	402.224	76.070	67.075
Serviço Público	315	286	360.882	349.086	84.445	74.630
(=)Fornecimento faturado (**)	980.919	947.277	6.161.472	5.962.069	1.968.719	1.799.795
Consumo Próprio	50	47	1842	1889	-	-
Fornecimento Não Faturado Líquido					3.955	(10.528)
Encargo de Capacidade Emergencial					23	6
Efeito Líquido - Ativos e Passivos Financeiros Setoriais					269.271	-
Ultrapassagem de Demanda e Excedente de Retativos					(27.840)	-
Aportes Recursos CDE					38.630	18.892
(=)Fornecimento de Energia Elétrica	980.969	947.324	6.163.314	5.963.958	2.252.758	1.808.165
Energia elétrica de curto prazo					301.355	85.061
Disponibilização do Sistema de Distribuição					18.167	18.378
Receita de construção					121.314	186.967
Receita da prestação de serviços					1.835	3.443
Arrendamentos e Aluguéis					24.345	23.361
Outras receitas e rendas					1.638	2.872
Total da receita operacional					2.721.412	2.128.247
Deduções da Receita						
Impostos					(398.158)	(363.476)
ICMS					(396.805)	(362.245)
ISS					(1.353)	(1.231)
Contribuições					(247.720)	(185.029)
PIS/PASEP					(44.191)	(33.005)

COFINS	(203.529)	(152.024)
Encargos do Consumidor	(46.310)	(34.015)
Encargo de Capacidade Emergencial	(23)	(6)
Programa de Eficiência Energética - PEE	(8.022)	(6.085)
Conta de Desenvolvimento Energético - CDE	(30.243)	(17.903)
Conta de Consumo de Combustível - CCC	-	(3.866)
Pesquisa e Desenvolvimento - P&D	(8.022)	(6.154)
Outros Encargos	-	(1)
	(692.188)	(582.520)
Receita Operacional Líquida	2.029.224	1.545.727

(*) Essas informações não fazem parte do escopo de auditoria dos auditores independentes.

(**) Os ativos financeiros relacionados ao contrato de concessão são remunerados pelo WACC regulatório (custo médio ponderado de capital) e essa remuneração é reconhecida como receita pelo faturamento mensal da tarifa ao consumidor. Em 31 de dezembro de 2014, o valor corresponde a R\$ 63.096 (R\$ 54.684 em 31/12/2013).

b) Custo do Serviço com energia elétrica

	31/12/2014	31/12/2013
Custo com Energia Elétrica		
Energia Elétrica Comprada para Revenda	(1.203.403)	(996.860)
Energia Elétrica Comprada p/ revenda Curto Prazo	(216.218)	(89.247)
Encargos de Uso da Rede Elétrica	(83.845)	(98.955)
Aportes de Recursos da CDE / ACR (b.1)	54.963	147.110
Subtotal	(1.448.503)	(1.037.952)
Custo de Operação		
Pessoal e Administradores	(76.278)	(80.832)
Entidade de Previdência Privada	(2.939)	(2.888)
Material	(2.777)	(2.852)
Custo de Construção	(121.314)	(186.967)
Serviço de Terceiros	(43.382)	(36.461)
Depreciação e Amortização	(42.471)	(40.249)
Taxa de Fiscalização Serv. EE	(2.330)	(2.809)
Outros Custos	(2.134)	(1.699)
Subtotal	(293.625)	(354.757)
Total	(1.742.128)	(1.392.709)

b.1) Repasse de Recursos da CONTA - ACR (CCEE)

Valor relativo ao repasse de recursos através da Câmara Comercializadora de Energia Elétrica (CCEE) referente aos meses de fevereiro a dezembro de 2014. Tais valores foram contabilizados como redução do custo de energia.

c) Despesas operacionais

c.1) Despesas com Vendas

Descrição	31/12/2014	31/12/2013
Pessoal	(19.269)	(12.399)
Material	(82)	(110)
Serviço de Terceiros	(40.765)	(45.894)
Perdas - Controlador (*)	-	(38.559)
Propaganda e Publicidade	(771)	-
Provisão (Reversão) Devedores Duvidosos	(23.240)	(17.942)
Provisão Devedores Duvidosos - Controlador	(46.312)	-
Outras Despesas com Vendas	(2.058)	(2.082)
Total	(132.497)	(116.986)

c.2) Despesas Gerais e Administrativas

	31/12/2014	31/12/2013
Despesas gerais e administrativas		
Pessoal e Administradores	(82.424)	(94.296)
Entidade de Previdência Privada	(5.005)	(4.918)
Material	(1.846)	(1.664)
Serviço de Terceiros	(32.916)	(32.847)
Depreciação e Amortização	(3.023)	(2.445)
Outras Despesas Gerais e Administrativas	(13.490)	(10.250)
Total	(138.704)	(146.420)

RELATÓRIO DA ADMINISTRAÇÃO 2014



c.3) Outras Receitas/(Despesas)Operacionais

	31/12/2014	31/12/2013
Outras Receitas/(Despesas) Operacionais		
Outras Receitas	92.964	68.759
Reversões contingências Cíveis, Trabalhistas e Regulatórias	2.554	9.931
Reversões Benefício Pós-Emprego	35.138	35.498
Outras Receitas e reversões	6.751	4.296
Recuperação de perdas	16.822	9.603
Ressarcimentos CCEARS	27.327	9.431
Baixa de Dividendos 2001	4.372	-
Outras Despesas	(71.927)	(83.046)
Provisões contingências Cíveis e Trabalhistas	(3.529)	(4.222)
Provisões contingências regulatórias	(11.567)	(17.126)
Provisão Benefício Pós-Emprego	(37.800)	(38.193)
Outras Provisões	(4.810)	(9.694)
Multa ANEEL	(1.221)	(71)
Compensação a consumidores	(13.000)	(13.740)
Total	21.037	(14.287)

d) Resultado Financeiro

Descrição	31/12/2014	31/12/2013
Receitas (Despesas) Financeiras		
Receita Financeira		
Acréscimo Moratório em Conta de Energia	9.998	10.609
Atualizações Monetárias	24.875	5.201
Multas e penalidades aplicadas	1.587	1.736
Rendimentos de Aplicações Financeiras	334	344
Atualização do Ativo Financeiro	12.754	34.166
Outras Receitas Financeiras	8.797	6.795
Subtotal	58.345	58.851
Despesas Financeiras		
Encargos de Dívidas	(26.938)	(24.843)
Varição Cambial sobre Faturas de Energia	(5.949)	(2.421)
Atualizações Monetárias	(39.750)	(30.890)
Atualização Benefício Pós-Emprego	(3.683)	(4.878)
Outras Despesas Financeiras	(5.371)	(2.469)
Subtotal	(81.691)	(65.501)
Total	(23.346)	(6.650)

31. EVENTOS SUBSEQUENTES

Revisão tarifária extraordinária

Em reunião pública realizada em 27 de fevereiro de 2015, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou um índice médio de reajuste tarifário extraordinário de 24,14%, para a CEB D, com vigência a partir de 2 de março de 2015. A Revisão Tarifária Extraordinária (RTE) está prevista nos contratos de concessão das distribuidoras sendo permitido que a ANEEL revise suas tarifas quando houver um desequilíbrio econômico-financeiro nos contratos resultante de alterações nos custos não gerenciáveis das concessionárias, tais como custos de compra de energia e encargos. Esse reajuste tem por finalidade cobrir os custos do setor elétrico decorrentes da aquisição com energia comprada para revenda, da elevação da tarifa de Itaipu Binacional e da revisão das quotas da Conta de Desenvolvimento Energético (CDE).

Brasília, 18 de março de 2015.

Ari Joaquim da Silva
Diretor Geral

Hamilton Carlos Naves
Diretor de Comercialização

Eli Soares Jucá
Diretora Econômico-Financeira

Aurélio Jackson Fernandes Mazeto
Diretor de Gestão

Mauro Martinelli Pereira
Diretor de Distribuição

Tatiana Lopes Nonato Trindade
Superintendente Contábil
Contadora CRC/DF nº 021590/O-6

Danielle Couto de Paiva
Gerente de Contabilidade
Contadora CRC/DF nº 021482/O-9

RELATÓRIO DOS AUDITORES INDEPENDENTES
SOBRE AS DEMONSTRAÇÕES FINANCEIRAS

Aos Administradores e Acionistas 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 2014 e as respectivas demonstrações do resultado, do resultado abrangente, das mutações do patrimônio líquido e dos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, assim como o resumo das principais práticas contábeis e demais notas explicativas.

Responsabilidade da Administração sobre as demonstrações financeiras

A Administração da Companhia é responsável pela elaboração e adequada apresentação das demonstrações financeiras de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, assim como pelos controles internos que ela determinou como necessários para permitir a elaboração dessas demonstrações financeiras livres de distorção relevante, independentemente, se causada por fraude ou erro.

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 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 acima referidas apresentam adequadamente, em todos os aspectos relevantes, a posição patrimonial e financeira da CEB DISTRIBUIÇÃO S.A. em 31 de dezembro de 2014, o desempenho de suas operações e os seus respectivos fluxos de caixa para o exercício findo naquela data, de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil.

Ênfases

Chamamos a atenção para o fato de que a Companhia apresenta um histórico de deficiência de capital de giro e de negativa rentabilidade. Adicionalmente, em razão das características inerentes à sua atividade operacional e por exigência dos órgãos concedente e regulador, existe a necessidade de constantes e relevantes investimentos para manutenção e desenvolvimento das suas atividades. Esses fatos indicam a existência de incerteza significativa que pode levantar dúvida relevante quanto à capacidade de continuidade operacional da Companhia. Os planos da Administração para manutenção das atividades estão descritos na Nota Explicativa nº 1.9. Ademais, conforme nota explicativa nº 1.2, a Companhia é detentora do Contrato de Concessão de Distribuição de Energia Elétrica nº 066/1999, celebrado com a União Federal, por intermédio da ANEEL, com prazo de vencimento em 7 de julho de 2015. As demonstrações financeiras mencionadas no primeiro parágrafo foram elaboradas no pressuposto de continuidade normal dos negócios e, assim, não incluem nenhum ajuste relativo à realização e à classificação dos ativos ou quanto aos valores e à classificação dos passivos, que seriam requeridos na impossibilidade de a Companhia continuar operando. Nossa opinião não contém modificação relacionada a esse assunto.

Outros assuntos**Demonstrações do valor adicionado**

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

As demonstrações financeiras de 31 de dezembro de 2013, apresentadas para fins de comparação foram auditadas por outros auditores independentes que, em 23 de abril de 2014, emitiram relatório contendo ressalva quanto à ausência de conciliação dos fornecedores, devidamente regularizada no exercício e ênfases quanto aos seguintes assuntos: i) créditos junto ao Governo do Distrito Federal vencidos há longa data, provisionados integralmente no exercício corrente ii) Não repasse da Contribuição da Iluminação Pública ao Governo do Distrito Federal, já devidamente parceladas junto ao Governo do Distrito Federal; iii) pelo histórico de deficiência no capital de giro e pela representação dos valores conforme CPC 33.

Brasília, 18 de março de 2015.

BDO

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

Alfredo Ferreira Marques Filho Fernando Eduardo Ramos dos Santos
Contador CRC 1 SP 154954/O-3 Contador CRC 1 GO 014553/O