

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

| | |
|--|----|
| 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos | 1 |
| 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado | 5 |
| 5.3 - Descrição - Controles Internos | 13 |
| 5.4 - Alterações significativas | 14 |

10. Comentários dos diretores

| | |
|--|----|
| 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais | 24 |
| 10.2 - Resultado operacional e financeiro | 46 |
| 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs | 58 |
| 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases | 59 |
| 10.5 - Políticas contábeis críticas | 65 |
| 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs | 75 |
| 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados | 76 |
| 10.8 - Plano de Negócios | 77 |
| 10.9 - Outros fatores com influência relevante | 78 |

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

5.1 - Descrever, quantitativa e qualitativamente, os principais riscos de mercado a que o emissor está exposto, inclusive em relação a riscos cambiais e a taxas de juros

I. O Governo Federal exerceu e continua a exercer influência significativa sobre a economia brasileira. Essa influência, bem como a conjuntura econômica e política brasileira, podem vir a causar efeito adverso para Companhia.

O Governo Federal frequentemente intervém na economia brasileira e ocasionalmente realiza modificações significativas em suas políticas e normas. As medidas tomadas pelo Governo Federal para controlar a inflação, além de outras políticas e normas, implicam em aumento das taxas de juros, mudança das políticas fiscais, controle de preços, desvalorização cambial, controle de capital e limitação às importações, controles no consumo de energia elétrica, entre outras. As atividades da Companhia, sua situação financeira e seus resultados operacionais podem ser prejudicados de maneira relevante por modificações nas políticas ou normas que envolvam ou afetem certos fatores, tais como:

- política monetária, cambial e taxas de juros;
- políticas governamentais aplicáveis às nossas atividades e ao nosso setor;
- greve de portos, alfândegas e receita federal;
- inflação;
- instabilidade social;
- liquidez dos mercados financeiros e de capitais domésticos;
- política fiscal;
- redução do custo de energia e outros insumos;
- racionamento de energia elétrica; e
- outros fatores políticos, sociais e econômicos que venham a ocorrer no Brasil ou que o afetem.

A incerteza acerca das políticas futuras do Governo Federal pode contribuir para uma maior volatilidade no mercado de títulos e valores mobiliários brasileiro e dos títulos e valores mobiliários emitidos no exterior por empresas brasileiras. Adicionalmente, eventuais crises políticas podem afetar a confiança dos investidores e do público consumidor em geral, resultando na desaceleração da economia e causando um efeito adverso para Companhia.

II. A flutuação da taxa de juros pode causar um efeito adverso para a Companhia.

O BACEN estabelece as taxas de juros básicas para o sistema bancário brasileiro. Nos últimos 10 anos, a taxa de juros básica oscilou entre 25%, chegando ao patamar de 7,25%, em dezembro de 2012. As empresas do setor de energia elétrica, assim como grande parte da indústria nacional,

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

dependem do controle exercido pelo Governo Federal sobre as taxas de juros. Nesse sentido, um repentino aumento nas taxas básicas de juros poderá levar a um desaquecimento do mercado energético e à redução dos gastos do consumidor, o que pode causar um efeito adverso para a Companhia.

Adicionalmente, as dívidas da Companhia estão sujeitas à variação das taxas de juros no mercado e, portanto, na hipótese de elevação das taxas de juros, as despesas financeiras da Companhia também aumentarão, afetando negativamente a capacidade de pagamento da Companhia. Em 31 de dezembro de 2012, a Companhia possuía um endividamento bruto consolidado de R\$ 3.187,2 milhões, dos quais 20,2% estavam indexados ao CDI, 30% à Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), 41,4% em taxa pré-fixada e 8,4% à Unidade Fiscal de Referência (UFIR).

III. A inflação e certas medidas do Governo Federal para combatê-la podem ter efeitos adversos sobre a economia brasileira, o mercado de capitais brasileiro e a Companhia.

Ao longo de sua história, o Brasil registrou taxas de inflação extremamente altas. Determinadas medidas adotadas no passado pelo Governo Federal no contexto da política antiinflacionária tiveram um forte impacto negativo sobre a economia brasileira. Desde a introdução do Real, em julho de 1994, no entanto, a inflação brasileira tem sido substancialmente menor do que em períodos anteriores. Não obstante, pressões inflacionárias persistem.

O Brasil pode passar por aumentos relevantes da taxa de inflação no futuro. Pressões inflacionárias podem levar à intervenção do Governo Federal sobre a economia, incluindo a implementação de políticas governamentais que podem ter um efeito adverso nos negócios da Companhia, sua condição financeira e o resultado de suas operações.

IV. Estrutura Tributária e de Encargos Setoriais

O Governo Federal regularmente implementa alterações no regime fiscal, que afetam os participantes do mercado de energia, a Companhia, as distribuidoras e os Consumidores Livres. Estas alterações incluem mudanças nas alíquotas e, ocasionalmente, a cobrança de tributos temporários, cuja arrecadação é associada a determinados propósitos governamentais específicos. Algumas dessas medidas poderão resultar em aumento da carga suportada pela Companhia, o que poderá, por sua vez, influenciar sua lucratividade, e afetar adversamente os preços de sua energia vendida e seu resultado financeiro. Não há garantias de que a Companhia será capaz de manter seus preços, o fluxo de caixa projetado ou a sua lucratividade se ocorrerem alterações significativas nos tributos aplicáveis às suas operações e ao mercado de energia elétrica.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

V. Acontecimentos e a percepção de riscos em outros países de economia emergente e nos Estados Unidos podem prejudicar o preço de mercado dos valores mobiliários brasileiros, inclusive o preço de mercado dos valores mobiliários da Companhia

O valor de mercado de valores mobiliários de emissão de companhias brasileiras é influenciado, em diferentes graus, pelas condições econômicas e de mercado de outros países da América Latina, outros países de economia emergente e os Estados Unidos. Embora a conjuntura econômica desses países seja significativamente diferente da conjuntura econômica do Brasil, a reação dos investidores aos acontecimentos nesses outros países pode causar um efeito adverso sobre o valor de mercado dos valores mobiliários de companhias brasileiras. Crises nesses países podem reduzir o interesse dos investidores nos valores mobiliários das companhias brasileiras, inclusive nos valores mobiliários da Companhia.

No passado, o surgimento de condições econômicas adversas em outros países do mercado emergente resultou, em geral, na saída de investimentos e, conseqüentemente, na redução de recursos externos investidos no Brasil. Em 2008, a crise financeira mundial resultou em um cenário recessivo em escala global, com diversos reflexos, que, direta ou indiretamente, afetaram, e afetam, de forma negativa o mercado acionário e a economia do Brasil, tais como oscilações nas cotações de valores mobiliários de companhias abertas, falta de disponibilidade de crédito, redução de gastos, desaceleração generalizada da economia mundial, instabilidade cambial e pressão inflacionária. A atual crise da Zona do Euro, o alto nível de endividamento de países como Grécia, Portugal e Espanha, a desaceleração destas economias e as crescentes taxas de desemprego impactam os mercados de forma geral.

Qualquer dos acontecimentos acima mencionados poderá prejudicar o preço de mercado dos nossos valores mobiliários, além de dificultar o nosso acesso ao mercado de capitais e ao financiamento das nossas operações no futuro, em termos aceitáveis ou absolutos.

VI. A volatilidade do Real em relação ao Dólar pode ter um efeito adverso para a economia brasileira e, conseqüentemente, para a Companhia.

A moeda brasileira tem historicamente sofrido frequentes desvalorizações e valorizações. No passado, o Governo Federal implementou diversos planos econômicos e fez uso de diferentes políticas cambiais, incluindo desvalorizações repentinas, pequenas desvalorizações periódicas (durante as quais a frequência dos ajustes variou de diária a mensal), sistemas de câmbio flutuante, controles cambiais e dois mercados de câmbio.

Em 31 de dezembro de 2012, a taxa de câmbio de venda entre o Real e o Dólar era de R\$2,0435 por US\$1,00. Não é possível assegurar que a taxa de câmbio permanecerá nos níveis atuais.

As desvalorizações do Real frente ao Dólar podem criar pressões inflacionárias no Brasil, através do aumento, de modo geral, dos preços dos produtos importados, afetando a economia de modo geral, sendo necessária, assim, a adoção de políticas recessivas por parte do Governo Federal. Por outro

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos

lado, a valorização do Real frente ao Dólar pode levar à deterioração das contas correntes do País e da balança de pagamentos, bem como a um enfraquecimento no crescimento do produto interno bruto gerado pela exportação. Os potenciais impactos da flutuação da taxa de câmbio e das medidas que o Governo Federal pode vir a adotar para estabilizar a taxa de câmbio são incertos. A volatilidade do Real em relação ao Dólar pode ter um efeito adverso para toda a economia brasileira e, conseqüentemente, para a Companhia.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

5.2 - Descrever a política de gerenciamento de riscos de mercado adotada pelo emissor, seus objetivos, estratégias e instrumentos, indicando:

a. riscos para os quais se busca proteção

O Grupo Neoenergia possui uma Política Financeira, aprovada pelo Conselho de Administração em 10/03/2005 e revista anualmente, cujo objetivo principal é o monitoramento e mitigação dos riscos financeiros para todas as empresas do Grupo.

A Política Financeira estabelece a busca por:

- Financiamento dos Planos de Investimento com bancos de fomento e organismos multilaterais
- Alongamento de prazo
- Desconcentração de vencimentos
- Diversificação de instrumentos
- *Hedge* de 100% da dívida em moeda estrangeira
- Política de Endividamento: Estar no 1º quartil em *rating* das empresas do setor elétrico e **manter no consolidado os múltiplos** de endividamento dentro dos seguintes limites:

| | Dívida Total/ EBITDA | Dívida CP/ Dívida Total | EBITDA/ Desp. Financeiras |
|--------|-------------------------|----------------------------|------------------------------|
| Limite | < 3,0 | < 20% | > 3,0 |

Eventuais descumprimentos dos limites acima são tolerados desde que a Companhia tome providências para restabelecê-los.

Risco de crédito

O risco de crédito pode ser definido como o potencial de perdas geradas pela ocorrência de um evento de inadimplência (*default*) de uma contraparte ou pela deterioração da sua qualidade de crédito. A Companhia possui uma Política de Crédito que estabelece limites e critérios para avaliação e controle deste tipo de risco.

Quanto à proteção a exposição ao risco de crédito presente em operações financeiras, são consideradas sem risco de crédito as operações com garantias das *clearing houses* da Bovespa e da

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

BM&F, títulos públicos emitidos pelo Tesouro Nacional ou operações que tenham como lastro estes títulos, bem como operações garantidas pelo Fundo Garantidor de Crédito – FGC.

A seleção das instituições financeiras considera a reputação das instituições no mercado (instituições sólidas e seguras) e o fato de poderem ou não prover um tratamento diferenciado nas operações, seja em custos, qualidade de serviços, termos e inovação. As operações também deverão atender aos requisitos de *compliance* e somente serão realizadas ou mantidas operações com emissores de títulos com *rating* considerado estável ou muito estável, conforme tabela abaixo, sendo aconselhada a diversificação.

| Risco | MOODY'S | S&P | AUSTIN | FITCH | SR |
|---------------|-----------|---------------|------------|---------------|------------------|
| Muito estável | A, A- | AAA, AA, A | AAA, AA, A | AAA, AA | AAA, AA |
| Estável | B+, B, B- | BBB | BBB | A | A |
| Médio | C+, C, C- | BB | BB, B | BBB, BB | BBB, BB |
| Elevado | D+, D, D- | B, CCC, CC, C | CCC | B, CCC, CC, C | BB |
| Muito elevado | E+, E | D | CC, C | DDD, DD, D | B, CCC, CC, C, D |

As aplicações em ativos financeiros devem buscar rendimentos que acompanhem a variação da taxa de juros do Depósito Interfinanceiro – DI, divulgada pela Câmara de Custódia e Liquidação – CETIP.

Risco de Liquidez

O risco de liquidez referente à capacidade de honrar pagamentos é controlado por meio de planejamento criterioso dos recursos necessários às atividades da Companhia e das fontes de obtenção desses recursos, aliado ao permanente monitoramento do fluxo de caixa da empresa através de projeções.

Risco de Variação Cambial

O risco de variação cambial decorre da possibilidade da perda por conta de elevação nas taxas de câmbio, que aumentem os saldos de passivo de empréstimos e financiamentos em moeda estrangeira e das debêntures em moeda nacional indexadas a variação cambial captadas no mercado. A Companhia, visando assegurar que oscilações significativas nas cotações das moedas a que está sujeito seu passivo com exposição cambial não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui operações de “hedge” cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial.

Risco encargos de dívida

O risco de encargos de dívida é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia, com o

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

objetivo de acompanhar a taxa de juros do mercado refletida no CDI e reduzir sua exposição a taxas pré-fixadas, contratou derivativo utilizando swap de taxa pré-fixada para CDI. Ainda assim, a Companhia monitora continuamente as taxas de juros de mercado com o objetivo de avaliar a eventual necessidade de contratação de proteção contra o risco de volatilidade dessas taxas.

Risco de vencimento antecipado

A Companhia possui contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures com cláusulas restritivas que, em geral, requerem a manutenção de índices econômico-financeiros em determinados níveis (“*covenants*” financeiros). O descumprimento dessas restrições pode implicar em vencimento antecipado da dívida.

Risco de inadimplência

O risco surge da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de recebimento de valores faturados a seus consumidores, concessionárias e permissionárias. Para reduzir esse tipo de risco e para auxiliar no gerenciamento do risco de inadimplência, a Companhia monitora as contas a receber de consumidores realizando diversas ações de cobrança, incluindo a interrupção do fornecimento, caso o consumidor deixe de realizar seus pagamentos. No caso de consumidores o risco de crédito é baixo devido à grande pulverização da carteira.

b. estratégia de proteção patrimonial (hedge)

Conforme definido na política financeira da Companhia, a estratégia de proteção patrimonial adotada é praticar hedge em 100% de sua dívida em moeda estrangeira. A política do Grupo Neoenergia não permite a contratação de derivativos exóticos, bem como a utilização de instrumentos financeiros derivativos com propósitos especulativos.

c. instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)

As controladas do Grupo possuem instrumentos derivativos com objetivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial utilizando swap dólar para CDI, swap Euro para CDI e IGP-M e troca de taxa de juros utilizando swap de taxa pré-fixada para CDI.

As operações de “hedge” são contratadas para a totalidade do endividamento em moeda estrangeira, de forma que os ganhos e perdas dessas operações decorrentes da variação cambial sejam compensados pelos ganhos e perdas equivalentes das dívidas em moeda estrangeira.

d. parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

A Companhia realiza comitês financeiros mensais nos quais são analisadas as características dos ativos e passivos tais como posição por moeda e indexador, nível de cobertura de *hedge*, *duration* ou prazo médio, cronograma de amortizações, risco de crédito por contraparte, entre outras. Adicionalmente, são efetuadas projeções periódicas de fluxo de caixa que visam a uma maior previsibilidade dos pagamentos e recebimentos futuros e ao monitoramento do risco de liquidez das Empresas do Grupo Neoenergia.

e. se o emissor opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial (hedge) e quais são esses objetivos

A Companhia não opera instrumentos financeiros com objetivos diversos de proteção patrimonial.

f. estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

A estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos do Grupo é composta pelos Comitês de Auditoria, Financeiro e de Remuneração, conforme mencionado no item 12.1.a, pelas estruturas de auditoria interna e de controles internos da *holding* e empresas controladas.

g. adequação da estrutura operacional e controles internos para verificação da efetividade da política adotada

Para garantir o monitoramento sistemático do cumprimento das políticas e estratégias estabelecidas para o Grupo Neoenergia, foram definidos procedimentos de acompanhamento e mitigação de possíveis exposições a riscos, alinhados à existência de uma estrutura organizacional que suporta o gerenciamento destes riscos,

O Grupo Neoenergia baseou-se na metodologia estabelecida pelo COSO (*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*), para definição de um modelo de gestão de riscos que possibilitasse a melhoria contínua dos seus processos, o aprimoramento dos instrumentos normativos e sistemas informatizados, fortalecimento do ambiente geral de controles internos e transparência na condução do negócio, atendendo aos pilares da Governança Corporativa.

Dentre as principais iniciativas adotadas pelo Grupo Neoenergia, considerando o seu modelo de gestão integrada de riscos, estão:

1. Ambiente Interno: A política de Governança Corporativa adotada pelo Grupo Neoenergia tem como pilares: a ética, a transparência e a equidade. Baseia-se nas diretrizes do Acordo de Acionistas da Companhia, firmado desde 2005, que estabeleceu a constituição de comitês responsáveis por áreas estratégicas, que atuam como fóruns de discussão para subsidiar as decisões do Conselho de Administração.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

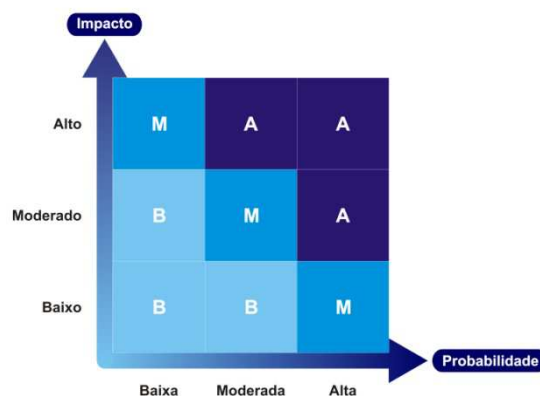
A estrutura de governança tem como principal característica o modelo de gestão matricial, com a presença de Diretores Executivos nas diretorias das empresas controladas e Diretor Presidente da Neoenergia nos Conselhos de Administração das empresas controladas. A estruturação desse modelo permitiu o alinhamento das estratégias, a unificação dos processos e a obtenção de ganhos de escala.

Neste modelo, o Conselho de Administração define as estratégias que serão implementadas pela holding e terão nas suas controladas a representatividade regional e a operacionalização destas estratégias. As competências da estrutura de gestão estão detalhadas no item 12.2 e seu organograma no item 12.12.

2. Definição de Objetivos: O ciclo de planejamento inicia-se pela definição do planejamento estratégico por parte dos sócios, que são representados pelo Conselho de Administração. Em seguida, eles repassam para Diretoria as primeiras orientações, como a visão, missão e valores das Companhias. A Diretoria determina as macroestratégias que são repassadas para as empresas e são representadas pelo Diretor Presidente das controladas e seus Superintendentes. E, finalmente, estas orientações são desdobradas aos níveis departamentais e demais equipes até que os seus resultados possam ser observados pelo cliente. Os objetivos são pautados nas dimensões do Balanced Scorecard.

3. Identificação dos Eventos/Riscos: Durante o ciclo de planejamento, são elaboradas análises de forças, fraquezas, oportunidades e ameaças, baseadas na metodologia estabelecida pela matriz SWOT, e estas são utilizadas como referência para definição dos objetivos do Grupo Neoenergia. Adicionalmente, outros riscos são identificados nos trabalhos de controles internos e de auditoria interna.

4. Análise e Avaliação de Riscos: São realizadas avaliações de probabilidade e impacto conforme matriz de riscos a seguir:



5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

5. Iniciativa Resposta ao Risco / Tratamento dos Riscos: Para as fraquezas e ameaças identificadas durante o ciclo de planejamento são estabelecidas estratégias, como forma de resposta aos riscos identificados, e indicadores chave para monitorar o cumprimento destas estratégias. Para os riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras, a área de controles internos avalia os controles estabelecidos pelas diversas áreas e valida se as respostas aos riscos estão alinhadas com o nível de tolerância estabelecido pela Alta Administração.

6. Controle: São estabelecidas políticas, normas e procedimentos operacionais que definem as regras de controle vigentes para o Grupo Neoenergia. O cumprimento destes normativos é monitorado pela auditoria interna, controles internos e segurança da informação. Adicionalmente, a área de controles internos também é responsável pelo controle dos riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras, em linha com a Lei Sarbanes-Oxley.

7. Informações e Comunicações: Todos os processos críticos do Grupo Neoenergia são acompanhados através de sistemas informatizados que garantem o fluxo da informação.

Sistemas de Informação/Gestão:

- SAP R3 – Sistema Administrativo Financeiro
- SAP CCS – Sistema Comercial
- GSE – Sistema de mapeamento de Rede
- TEDESCO – Sistema Jurídico
- GESPLAN – Sistema de Controle da Dívida
- GPO – Sistema de Gestão de Objetivos
- SGN – Sistema de Gestão de Normativos
- SINCE – Sistema Comercial da NC

Canais de Comunicação:

- RED – Relatório Executivo Diário
- Revista Nossa Energia
- Instrumentos Normativos
- Neoenergia Informa
- Carta do Presidente

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

- Corrente Elétrica
- Circuito Interno

8. Acompanhamento e Avaliação / Monitoramento: O monitoramento dos riscos das empresas do Grupo Neoenergia é realizado pelas áreas de auditoria interna, controles internos e segurança da informação.

A auditoria interna é responsável por:

- Avaliar a integridade e a confiabilidade das informações e registros de natureza administrativa, financeira, contábil e operacional geradas pelos sistemas informatizados ou manuais, e a integridade dos ativos físicos das empresas;
- Verificar o cumprimento das políticas, normas, procedimentos, leis e regulamentos aplicáveis às empresas do Grupo, tendo como fundamento a observância aos princípios éticos;
- Validar a implantação das recomendações derivadas dos trabalhos de auditoria interna e externa, mantendo o Comitê de Auditoria da Neoenergia e os Conselhos Fiscais informados;
- Avaliar o atendimento pelas empresas do Grupo, às recomendações de melhorias nos procedimentos de controle interno emitidos pela da auditoria externa, mantendo o Comitê de Auditoria da Neoenergia informado;
- Avaliar as Práticas de Boa Governança Corporativa adotadas pelas empresas do Grupo; e
- Avaliar o cumprimento do Código de Ética nas empresas do Grupo.

A área de controles internos é responsável por:

- Mapear os principais processos de negócio que proporcionam impactos relevantes sobre as demonstrações financeiras;
- Controlar e acompanhar os planos de ação para atendimento às recomendações das auditorias (interna e externa) e gaps identificados nos trabalhos de SOX;
- Efetuar a gestão do processo de controle de acesso ao sistema SAP R/3, incluindo:
 - Revisão de matriz de riscos e controles compensatórios;
 - Análise de risco das solicitações de novos acessos e acessos a novas transações, utilizando a ferramenta SAP GRC (*Governance, Risk and Compliance*), composta dos módulos Compliance Calibrator, que realiza a simulação prévia dos riscos; o Access Enforcer, que efetua a associação de perfil ao usuário, através de fluxo de aprovação de executivos; e o Firefigther, que monitora os acessos considerados de alta criticidade; e

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

- Revisão periódica dos perfis de acesso para reduzir riscos de utilização de de transações críticas e de conflito de segregação de funções.
- Efetuar a gestão do sistema de normativos, garantindo a padronização e atualização das diretrizes, normas e procedimentos do Grupo Neoenergia.

A área de segurança da informação é responsável por:

- Elaborar relatórios de análise de riscos em sistemas/processos;
- Acompanhar planos de ação das auditorias interna e externa relacionados à avaliação geral do ambiente de TI;
- Elaborar/revisar periodicamente os normativos de segurança da informação, visando à proteção das informações nos três pilares: processos, pessoas e tecnologia;
- Manter o programa de conscientização/treinamento em segurança da informação;
- Analisar os incidentes de segurança ou não-conformidades, definindo recomendações para as áreas responsáveis;
- Analisar os requisitos de segurança em projetos, sistemas ou pacotes de software; e
- Atuar como consultoria interna de segurança da informação para todas as empresas do Grupo Neoenergia.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.3 - Descrição - Controles Internos

5.3 - Informar se, em relação ao último exercício social, houve alterações significativas nos principais riscos de mercado a que o emissor está exposto ou na política de gerenciamento de riscos adotada

Não houve alterações significativas nos principais riscos de mercado aos quais a Companhia está exposta.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

5.4 - Outras informações relevantes

Em 03/04/2012, a agência de avaliação de risco de crédito Standard & Poor's (S&P) reafirmou o grau de investimento, concedido em 30/03/2011 para Celpe, e março de 2010 para a *holding* Neoenergia e para as outras duas distribuidoras do Grupo, Coelba e Cosern, com *ratings* iguais a BBB- na Escala Global e brAAA na Escala Nacional. A agência reafirmou os *ratings* de Termopernambuco e Itapebi em brAA+. As classificações, segundo a S&P, decorrem das perspectivas estável, que o Grupo manterá na geração de fluxo de caixa e liquidez fortes, enquanto realiza investimentos significativos e implementa o terceiro ciclo de revisão tarifária em 2013.

Em 28/05/2013 a Neoenergia e as distribuidoras CELPE, COELBA e COSERN mantiveram seu rating de BBB- na Escala Global e brAAA na Escala Nacional Brasil reafirmados, assim como o AA+ em escala nacional da Itapebi e Termopernambuco, conforme súmula adiante.

A evolução dos ratings do Grupo Neoenergia está demonstrada na tabela a seguir:

| Rating Corporativo | 2004 | 2005 | 2006 | 2007 | 2008 | 2009 | 2010 | 2011 | 2012 | 2013 | Investment Grade |
|-------------------------------------|---------|----------|----------|---------|---------|----------|---------|---------|---------|---------|------------------|
| NEOENERGIA | A- | A | A+ | AA- | AA+ | AA+ | AAA | AAA | AAA | AAA | |
| Perspectiva | Estável | Positiva | Estável | Estável | Estável | Positiva | Estável | Estável | Estável | Estável | |
| COELBA | A- | A | A+ | AA- | AA+ | AA+ | AAA | AAA | AAA | AAA | |
| Perspectiva | Estável | Positiva | Estável | Estável | Estável | Positiva | Estável | Estável | Estável | Estável | |
| CELPE | BBB+ | BBB+ | BBB+ | A+ | AA- | AA- | AA+ | AAA | AAA | AAA | |
| Perspectiva | Estável | Estável | Positiva | Estável | Estável | Positiva | Estável | Estável | Estável | Estável | |
| COSERN | A- | A | A+ | AA- | AA+ | AA+ | AAA | AAA | AAA | AAA | |
| Perspectiva | Estável | Positiva | Estável | Estável | Estável | Positiva | Estável | Estável | Estável | Estável | |
| ITAPEBI (Debêntures) | | A- | A+ | AA- | AA | AA | AA+ | AA+ | AA+ | AA+ | |
| Perspectiva | | Positiva | Estável | Estável | Estável | Positiva | Estável | Estável | Estável | Estável | |
| TERMOPERNAMBUCO (Debêntures) | | A- | A | A+ | AA | AA | AA+ | AA+ | AA+ | AA+ | |
| Perspectiva | | Positiva | Estável | Estável | Estável | | | | | | |

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas



Brasil

Data de Publicação: 28 de maio de 2013
Comunicado à Imprensa

Ratings 'BBB-' e 'brAAA' da Neoenergia S.A. e de suas subsidiárias reafirmados; Perspectiva estável

Analista principal: Alvaro Astarico, São Paulo, (34) 91-389-6964; alvaro.astarico@standardandpoors.com

Contato analítico adicional: Vinicius Ferreira, São Paulo, (55) 11 3039-9763; vinicius.ferreira@standardandpoors.com

Líder do comitê de rating: Sergio Fuentes, Buenos Aires (54) 11-4891-2131; sergio.fuentes@standardandpoors.com

Resumo

- Apesar do relativo enfraquecimento de suas métricas de crédito, acreditamos que a companhia brasileira de energia elétrica Neoenergia S.A. mantém um perfil de risco financeiro "intermediário", dadas a sua posição de geração de fluxo de caixa estável e a sua liquidez "adequada".
- Reafirmamos os ratings 'BBB-' na escala global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil da Neoenergia e de suas subsidiárias COELBA, CELPE e COSERN.
- A perspectiva estável se baseia em nossa expectativa de que o grupo manterá a liquidez e o perfil de geração de fluxo de caixa atuais, com uma geração interna de caixa estimada mínima de R\$ 2,4 bilhões para os próximos dois anos.

Ações de Rating

Em 28 de maio de 2013, a Standard & Poor's Ratings Services reafirmou os ratings 'BBB-' na escala global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil atribuídos ao grupo Neoenergia, que consiste da Neoenergia S.A. e de suas subsidiárias Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) e Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN). A perspectiva é estável.

Ao mesmo tempo, reafirmamos os ratings de emissão 'brAA+' atribuídos às outras subsidiárias da Neoenergia, Termopernambuco S.A. e Itapebi Geração de Energia S.A., com base na garantia incondicional e irrevogável do controlador para cada uma das emissões dessas entidades.

Fundamentos

Os ratings da Neoenergia refletem o perfil de risco "satisfatório" do grupo, o perfil de risco financeiro "intermediário", a liquidez "adequada" e a administração e práticas de governança corporativa "satisfatória", de acordo com as definições desses termos em nossas metodologias e critérios de ratings.

Analisamos o grupo Neoenergia em termos consolidados porque acreditamos que o grupo adota uma estratégia financeira integrada e que a empresa *holding* – Neoenergia S.A. – é muito ativa em administrar as operações de cada uma de suas subsidiárias. Também analisamos a COELBA, CELPE e COSERN não apenas levando em conta suas áreas de concessão, eficiência operacional e os perfis financeiros individualmente, mas também considerando sua participação no grupo Neoenergia, o que melhora a flexibilidade financeira dessas companhias.

Avaliamos o perfil de risco de negócios do grupo como "satisfatório", em função da forte posição de mercado de cada uma de suas subsidiárias de distribuição, as quais têm os direitos exclusivos para distribuir energia em suas áreas de concessão (principalmente nos Estados da Bahia,

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

Pernambuco e Rio Grande do Norte). COELBA, CELPE e COSERN contribuíram com 74% do EBITDA consolidado, com base nos 12 meses findos em 31 de março de 2013. Historicamente, suas áreas de concessão têm tido uma taxa de crescimento da demanda por energia superior à nacional, e essa tendência deve continuar nos próximos anos, graças ao crescimento da classe média e à expansão dos programas sociais, como o "Luz para Todos."

Além disso, o grupo está investindo em geração de energia buscando mais do que dobrar sua capacidade para 4,1 gigawatts (GW) até 2019. Vemos essa estratégia como positiva em termos de diversificação de negócios, e acreditamos que a maior competição vista no mercado de geração é mitigada pelos contratos de vendas de energia de longo prazo. Ao mesmo tempo, o grupo vem buscando melhorar a eficiência operacional de sua rede – investindo na redução de perdas e de inadimplências – e na qualidade dos serviços de suas companhias de distribuição. Apesar de suas áreas de concessão apresentarem desafios operacionais – com certas concentrações demográficas e vastas áreas rurais – vemos que os indicadores de qualidade dos serviços do grupo comparam-se bem à média brasileira, enquanto os de rentabilidade são superiores aos do setor elétrico brasileiro.

Em 2011, após a implementação da Lei 12.212/2010 – a qual mudou a classificação do cliente de baixa renda para uma renda média familiar per capita de até meio salário mínimo por unidade consumidora, enquanto anteriormente era classificada com um consumo máximo por unidade consumidora de até 65 kilowatt-horas (KWh) –, cerca de 30% da base de clientes residenciais do grupo foi classificada como de baixa renda. O grupo realizou grande esforço para recadastrar os clientes que perderam o status de baixa renda com a mudança da metodologia, aumentando assim sua base de clientes de baixa renda para cerca de 40% dos clientes residenciais em 31 de março de 2013. Isso resultou em provisões para devedores duvidosos e perdas mais altas em 2012 para todas as distribuidoras do grupo, e esperamos que esses indicadores revertam-se para as médias históricas de 2013 em diante.

Avaliamos o perfil de risco financeiro do grupo como "intermediário", apesar de esperarmos métricas financeiras ligeiramente mais fracas nos próximos dois anos, tais como dívida sobre EBITDA de 3,5x em 2013 e geração interna de caixa (FFO, na sigla em inglês) mínima sobre dívida de 28% em 2014. Projetamos uma recuperação nessas métricas, respectivamente, para menos de 3,0x e mais de 30% após 2015, com base na política financeira prudente e eficiente do grupo. O menor EBITDA nominal das distribuidoras se deve ao 3º ciclo de revisão tarifária, principalmente para a COELBA, e aos custos mais altos de energia relacionados ao despacho térmico para as distribuidoras e geradoras do grupo. Em nossa visão, práticas de administração prudentes, distribuição moderada de dividendos e uma forte posição de caixa do grupo suportam um robusto fluxo de caixa e também seu acesso aos mercados de dívida e de capitais. Acreditamos que os elevados investimentos do grupo nos próximos cinco anos pressionarão sua dívida consolidada. No entanto, esperamos que a dívida total se reduza a partir de 2015 com a entrada em operação dos novos ativos de geração e seus resultantes fluxos de caixa. Vemos que sua sólida estrutura de capital e sua liquidez adequada são fatores positivos de crédito, os quais devem suportar o programa de investimentos do grupo no curto prazo.

Liquidez

O grupo Neoenergia vem apresentando liquidez interna estável e crescente nos últimos anos. Dessa forma, continuamos avaliando sua liquidez como "adequada". Em 31 de dezembro de 2012, o grupo dispunha de uma posição de caixa de R\$ 4,4 bilhões (cerca de 63% no nível da *holding*), montante este mais do que suficiente para cobrir seus vencimentos de curto prazo que somavam R\$ 1,2 bilhão. Esperamos que o grupo mantenha uma posição de caixa mínima de R\$ 2 bilhões, enquanto simultaneamente implementa seu plano de investimentos. Em geral, a Neoenergia tem uma boa flexibilidade financeira, conforme se observa em seu histórico de acesso frequente aos mercados de capitais.

Em 2012, a Neoenergia investiu R\$ 3,3 bilhões. No mesmo ano, o grupo tinha R\$ 2,8 bilhões derivados de caixa das operações e R\$ 2 bilhões de novos recursos – sendo um empréstimo com prazo de seis anos no valor de US\$250 milhões para a COELBA, uma emissão de debêntures de R\$ 650 milhões com vencimento final de 20 anos para financiar os investimentos da usina de Teles Pires e o montante remanescente de financiamentos do Banco Nacional de Desenvolvimento

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

Econômico e Social (BNDES). Após R\$ 1 bilhão de amortizações de dívida e R\$ 950 milhões em pagamento de dividendos no período, a posição de caixa do grupo permaneceu relativamente estável, em R\$ 4,4 bilhões.

Os investimentos estão orçados em até R\$ 3,6 bilhões (cerca de 60% destinados à área de geração) para 2013 e R\$ 3 bilhões (em torno de 60% para geração) para 2014. O grupo espera financiar esses investimentos com sua geração interna de caixa e linhas de crédito de longo prazo do BNDES e também da Eletrobras - Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (BBE/Estável/- em moeda estrangeira e A-/Estável/- em moeda local), preservando dessa maneira sua liquidez "adequada" nos próximos anos.

Historicamente, o grupo recebeu um montante elevado de dividendos das subsidiárias. No entanto, para 2013 e 2014, esperamos que as subsidiárias de distribuição enviem somente o percentual mínimo requerido de 25%, a fim de compensar as perdas após o 3º ciclo de revisão tarifária e reduzir o endividamento. O pagamento de dividendos no nível da *holding* para os acionistas, historicamente, tem sido relativamente baixo em comparação com a posição de caixa acumulada do grupo (R\$ 3,6 bilhões em 2010, R\$ 4,3 bilhões em 2011 e R\$ 4,4 bilhões em 2012). Essa estratégia demonstra que os acionistas não pretendem pressionar a saúde financeira do grupo, vis-à-vis a sua estratégia de expansão. Para os próximos anos, esperamos que a distribuição de dividendos permaneça na faixa de 35%-50% para acomodar os investimentos planejados, e em linha com a diretriz de política de dividendos da companhia.

Perspectiva

A perspectiva é estável, com base em nossa expectativa de que o grupo manterá liquidez adequada, com uma posição de caixa mínima de R\$ 2 bilhões e geração de fluxo de caixa com um FFO mínimo de R\$ 2,4 bilhões nos próximos dois anos. A perspectiva incorpora o efeito negativo do 3º ciclo de revisão tarifária na COELBA, a maior contribuidora de geração de caixa do grupo, e o plano significativo de investimentos para os próximos cinco anos.

Acreditamos que o grupo será capaz de continuar a gerar forte fluxo de caixa nos próximos anos, apesar de certa pressão em suas principais métricas de crédito em função do plano agressivo de investimentos. De acordo com as nossas projeções, suas métricas de crédito devem se recuperar em 2015 após o início da operação da usina de Teles Pires, a qual deve contribuir com maior geração de caixa, além de menores investimentos. Podemos elevar os ratings caso o desempenho operacional do grupo seja mais forte do que o esperado, tais como dívida sobre EBITDA abaixo de 2,5x e FFO sobre dívida acima de 40%. Por outro lado, podemos considerar um rebaixamento se as distribuidoras do grupo forem incapazes de reduzir a dívida ou se continuarem a apresentar um elevado pagamento de dividendos, o que poderia enfraquecer a flexibilidade financeira do grupo, apresentando indicadores consistentemente mais fracos, como uma dívida sobre EBITDA acima de 3,5x e FFO sobre dívida abaixo de 30%.

Crítérios e Artigos Relacionados

- Metodologia: Fatores de créditos relativos à administração e governança para entidades corporativas e seguradoras, 13 de novembro de 2012.
- Metodologia: Expansão da matriz de risco financeiro/risco de negócios, 18 de setembro de 2012.
- Metodologia e Premissas: Descritores de Liquidez para Emissores Corporativos Globais, 28 de setembro de 2011.
- 2008 Critérios de Ratings Corporativos - Metodologia Analítica, 15 de abril de 2008.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

| LISTA DE RATINGS | |
|---|-----------------|
| Ratings Reafirmados | |
| Neoenergia S.A. | |
| Ratings de Crédito Corporativo | |
| Escala global | |
| Moeda estrangeira | BBB-/Estável/- |
| Moeda local | BBB-/Estável/- |
| Escala Nacional Brasil | brAAA/Estável/- |
| Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA) | |
| Ratings de Crédito Corporativo | |
| Escala global | |
| Moeda estrangeira | BBB-/Estável/- |
| Moeda local | BBB-/Estável/- |
| Escala Nacional Brasil | brAAA/Estável/- |
| Rating de Emissão | |
| Debêntures | brAAA |
| Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) | |
| Ratings de Crédito Corporativo | |
| Escala global | |
| Moeda estrangeira | BBB-/Estável/- |
| Moeda local | BBB-/Estável/- |
| Escala Nacional Brasil | brAAA/Estável/- |
| Rating de Emissão | |
| Debêntures | brAAA |
| Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COGERN) | |
| Ratings de Crédito Corporativo | |
| Escala global | |
| Moeda estrangeira | BBB-/Estável/- |
| Moeda local | BBB-/Estável/- |
| Escala Nacional Brasil | brAAA/Estável/- |
| Rating de Emissão | |
| Debêntures | brAAA |
| Termopernambuco S.A. | |
| Rating de Emissão | |
| Debêntures | brAAA+ |
| Itapebi Geração de Energia S.A. | |
| Rating de Emissão | |
| Debêntures | brAAA+ |

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

| Emissor | Data de Atribuição do Rating Inicial | Data da Ação Anterior de Rating |
|--|--------------------------------------|---------------------------------|
| Neoenergia S.A. | | |
| Ratings de Crédito de Emissor | | |
| Escala global | | |
| Moeda estrangeira | 24/03/2010 | 03/04/2012 |
| Moeda local | 24/03/2010 | 03/04/2012 |
| Escala Nacional Brasil | 03/12/2004 | 03/04/2012 |
| Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) | | |
| Ratings de Crédito de Emissor | | |
| Escala global | | |
| Moeda estrangeira | 24/03/2010 | 03/04/2012 |
| Moeda local | 24/03/2010 | 03/04/2012 |
| Escala Nacional Brasil | 04/05/2004 | 03/04/2012 |
| Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COERN) | | |
| Ratings de Crédito de Emissor | | |
| Escala global | | |
| Moeda estrangeira | 24/03/2010 | 03/04/2012 |
| Moeda local | 24/03/2010 | 03/04/2012 |
| Escala Nacional Brasil | 22/03/2000 | 03/04/2012 |
| Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA) | | |
| Ratings de Crédito de Emissor | | |
| Escala global | | |
| Moeda estrangeira | 24/03/2010 | 03/04/2012 |
| Moeda local | 24/03/2010 | 03/04/2012 |
| Escala Nacional Brasil | 20/07/2000 | 03/04/2012 |

Copyright© 2013 pela Standard & Poor's Financial Services LLC. Todos os direitos reservados.

Nenhum conteúdo (incluindo-se ratings, análises e dados relacionados a crédito, avaliações, modelos, software ou outro aplicativo ou resultado deste derivado) ou qualquer parte aqui indicada (Conteúdo) pode ser modificado, revertido, reproduzido ou distribuído de nenhuma forma por nenhum meio, ou armazenado em um banco de dados ou sistema de recuperação sem a prévia autorização por escrito da Standard & Poor's Financial Services LLC ou suas afiliadas (coletivamente aqui denominadas S&P). O Conteúdo não deverá ser utilizado para nenhum propósito legal ou não autorizado. A S&P e todos os seus provedores terceiros, bem como seus diretores, officers, acionistas, funcionários ou agentes (coletivamente aqui denominados as Partes da S&P) não garantem a exatidão, integridade, tempestividade ou disponibilidade do Conteúdo. As Partes da S&P não são responsáveis por erros ou omissões (por negligência ou qualquer outra causa), independentemente de sua causa, dos resultados obtidos a partir do uso do Conteúdo ou da segurança ou manutenção de qualquer dado incluído pelo usuário. O Conteúdo é fornecido em base "tal qual apresentado." AS PARTES DA S&P RENUNCIAM TODAS E QUAISQUER GARANTIAS EXPRESSAS OU IMPLÍCITAS, INCLUINDO, MAS NÃO LIMITANDO, QUAISQUER GARANTIAS DE COMERCIALIZAÇÃO OU ADEQUAÇÃO PARA UM PROPÓSITO OU USO ESPECÍFICO, LIVRE DE DEFEITOS, ERROS OU DEFEITOS DE SOFTWARE, QUE O FUNCIONAMENTO DO CONTEÚDO SERÁ ININTERRUPTO OU QUE O CONTEÚDO VAI OPERAR COM QUALQUER CONFIGURAÇÃO DE SOFTWARE OU HARDWARE. Em nenhuma circunstância, devem as Partes da S&P ser responsáveis por qualquer parte derivada de danos, custos, despesas, honorários legais ou perdas diretos, indiretos, incidentais, exemplares, compensatórios, punitivos, especiais ou consequenciais (incluindo, sem limitação, receitas perdidas ou lucros perdidos e custos de oportunidade ou perdas provocados por negligência) com relação a qualquer uso do Conteúdo mesmo se alertados sobre a possibilidade desses danos.

As análises creditícias e relacionadas e outras, incluindo ratings, e as declarações no Conteúdo que são declarações de opinião na data em que foram expressas e não declarações de fato. As opiniões, análises e decisões de reconhecimento de rating da S&P (descritas abaixo) não são recomendações para comprar, reter ou vender quaisquer títulos ou para tomar qualquer decisão de investimento e não abordam a adequação de nenhum valor mobiliário. A S&P não assume nenhuma obrigação de atualizar o Conteúdo após a publicação em qualquer forma ou formato. Não se deve depender do Conteúdo e este não é um substituto da capacidade, julgamento e experiência do usuário, de sua administração, funcionários, assessores e/ou clientes para se tomar decisões de investimento ou de outros negócios. A S&P não atua como agente fiduciário nem como assessora de investimento exceto quando está registrada como tal. Embora a S&P obtenha informações de fontes que considera confiáveis, ela não conduz nenhuma auditoria nem realiza avaliações de due diligence ou de verificação independente de qualquer informação recebida.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

A medida que as autoridades regulatórias permitam a uma agência de rating reconhecer em uma jurisdição um rating emitido em outra jurisdição para determinados fins regulatórios, a S&P reserva-se ao direito de atribuir, retirar ou suspender esse reconhecimento a qualquer momento e a seu total critério. As Partes da S&P não assumem nenhuma obrigação proveniente da atribuição, retirada ou suspensão de um reconhecimento, bem como de qualquer responsabilidade por quaisquer danos que se aleguem como derivados em relação a eles.

A S&P mantém algumas atividades de suas unidades de negócios separadas entre si a fim de preservar a independência e objetividade de suas respectivas atividades. Portanto, algumas unidades de negócios da S&P podem ter informações que não estão disponíveis a outras de suas unidades de negócios. A S&P tem estabelecido políticas e procedimentos para manter a confidencialidade de determinadas informações não-públicas recebidas juntamente com cada um dos processos analíticos.

A S&P pode receber honorários por seus serviços de ratings e por determinadas análises, normalmente de emissores ou subscritores de títulos ou de devedores. A S&P reserva-se o direito de divulgar suas opiniões e análises. As análises e ratings públicos da S&P estão disponíveis em seus Websites: www.standardandpoors.com / www.standardandpoors.com.mx / www.standardandpoors.com.ar / www.standardandpoors.com.br (gratuitos), www.ratindirect.com, www.globalcreditportal.com e www.spcapitalia.com (por assinatura) e pode distribuí-los por outros meios, incluindo via as próprias publicações da S&P ou por redistribuidores externos. Informações adicionais sobre nossos honorários pelos serviços de rating estão disponíveis em www.standardandpoors.com/usratingsfees.

McGRAW-HILL

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas



Brasil

Data de Publicação: 3 de abril de 2012
Comunicado à Imprensa

Ratings da Neoenergia e de suas subsidiárias Coelba, Celpe e Cosern reafirmados com base na sólida estrutura de capital

Analistas: Paula Martins, São Paulo, (55) 11-3039-9731, paula_martins@standardandpoors.com; Luísa Vilhena, São Paulo, (55) 11-3039-9727, luisa_vilhena@standardandpoors.com

Resumo

- Apesar de certo enfraquecimento nas métricas de crédito, a Neoenergia e suas subsidiárias têm mantido forte geração de caixa e adequada liquidez.
- Reafirmamos os ratings de crédito corporativo 'BBB-' na escala global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil da Neoenergia, Coelba, Celpe e Cosern.
- A perspectiva é estável, com base em nossa expectativa de que o grupo manterá geração de fluxo de caixa e liquidez fortes, enquanto realiza investimentos significativos e implementa o terceiro ciclo de revisão tarifária em 2013.

Ações de Rating

Em 3 de abril de 2012, a Standard & Poor's Ratings Services reafirmou os ratings de crédito corporativo atribuídos à Neoenergia S.A. ("Neoenergia") e às suas subsidiárias Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia ("Coelba"), Companhia Energética de Pernambuco ("Celpe") e Companhia Energética do Rio Grande do Norte ("Cosern") 'BBB-' na escala global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil. A perspectiva é estável. Ao mesmo tempo, reafirmamos os ratings de emissão atribuídos à Termopernambuco S.A. ("Termopernambuco") e Itapebi Geração de Energia S.A. ("Itapebi") em 'brAA+', com base na garantia incondicional e irrevogável da Neoenergia, empresa controladora.

Fundamentos

Os ratings da Neoenergia e de suas subsidiárias operacionais ("o grupo") refletem o forte desempenho financeiro dessas empresas; as perspectivas favoráveis de crescimento para suas áreas de concessão; o ambiente regulatório estável; e a política financeira prudente. Em nossa visão, esses fatores mitigam os desafios do grupo para executar seu significativo plano de investimentos no decorrer dos próximos cinco anos, que incluem grandes projetos de geração, bem como a implementação de seu terceiro ciclo de revisão tarifária em 2013.

Analizamos a Neoenergia de forma consolidada porque acreditamos que o grupo adota uma estratégia financeira integrada e que a *holding* é muito ativa no gerenciamento de suas subsidiárias. Também avaliamos o perfil de crédito individual (*stand-alone credit profile* ou SACP) das subsidiárias Coelba, Celpe e Cosern não somente considerando individualmente suas áreas de concessão, eficiência operacional e perfis financeiros, mas também assumindo que ser parte do grupo Neoenergia melhora a flexibilidade financeira dessas empresas.

Avaliamos o perfil de risco de negócios tanto do grupo como de suas subsidiárias individualmente como "satisfatório," conforme nosso critério o define, em função do modo eficaz com que o grupo tem integrado as operações de seus negócios de geração e de distribuição de eletricidade, capturando sinergias e melhorando consistentemente os indicadores de qualidade. Apesar dos desafios das áreas de concessão do grupo, os indicadores de qualidade dos serviços e de rentabilidade de suas empresas de distribuição se comparam bem com os de seus pares no setor de energia.

O grupo possui a concessão exclusiva para distribuir eletricidade nos Estados da Bahia, Rio Grande do Norte e Pernambuco, regiões onde se prevê que a demanda por energia elétrica

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

continuará crescendo num ritmo mais rápido que o crescimento da economia nacional, amparada pela crescente classe média e pelos programas sociais na região. A base de clientes do grupo é composta principalmente pela classe residencial, que representa mais de 30% de suas receitas brutas. Por outro lado, as áreas de concessão do grupo demandam grandes investimentos para manter a eficiência dos serviços e para expandir a rede de infraestrutura. Revisamos nosso cenário de caso-base anterior, ajustando-o para uma redução no ritmo de crescimento econômico, um aumento nas provisões para créditos de liquidação duvidosa e uma redução nas margens operacionais com a implementação da nova metodologia de revisão tarifária que será aplicada em 2013. Embora acreditemos que as provisões para créditos de liquidação duvidosa se reverterão após o cadastramento da maior parte dos seus 2 milhões de unidades consumidoras que perderam o benefício da tarifa social de energia elétrica, assumimos uma elevação nas provisões nos próximos dois anos.

Avaliamos o perfil de risco financeiro do grupo como "intermediário" baseado em sua política financeira prudente e eficiente. As práticas de gestão prudentes e uma forte posição de caixa resultaram em robustos indicadores de proteção do fluxo de caixa e em acesso aos mercados de dívida com condições favoráveis. No entanto, dado o impacto do aumento nas provisões e de uma retração no crescimento econômico, nossas projeções revisadas indicam que o grupo apresentará um enfraquecimento nas métricas de crédito nos próximos dois anos, no entanto alinhadas à categoria de rating, com o índice de dívida ajustada consolidada sobre EBITDA em torno de 2,5x a 2,7x e o de geração interna de caixa (FFO, na sigla em inglês) sobre dívida total consolidada acima de 30%. A sólida estrutura de capital e a adequada liquidez são pontos fortes importantes para a estabilidade dos ratings e para sustentar a estratégia agressiva de expansão do grupo.

Liquidez

Avaliamos a liquidez da Neoenergia consolidada e de suas subsidiárias como "adequada." O grupo dispunha de reservas de caixa elevadas em 31 de dezembro de 2011, com R\$ 4,3 bilhões em ativos líquidos (75% do total no nível da *holding*), os quais eram mais do que suficientes para cobrir seus vencimentos de curto prazo consolidados que somavam R\$ 1,2 bilhão. O grupo também conta com recursos de longo prazo com o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES) para financiar seus investimentos. De um modo geral, o grupo apresenta boa flexibilidade financeira, como se nota por seu histórico de acesso frequente aos mercados de capitais e de dívida.

Para 2012, esperamos que os investimentos consolidados atinjam R\$ 3,8 bilhões, a serem financiados com recursos do BNDES e outras linhas de crédito de longo prazo, emissões de dívida e geração interna de caixa. Em decorrência de seu significativo plano de investimentos para os próximos anos, esperamos certa pressão no fluxo de caixa operacional livre do grupo nos próximos três a quatro anos, mas este melhorará gradualmente à medida que os novos ativos de geração comecem a operar e contribuam para fluxo de caixa. Embora a posição de caixa do grupo possa oscilar, dependendo de sua estratégia de investimento de curto prazo, não acreditamos que cairá abaixo de R\$ 1,5 bilhão a R\$ 2 bilhões. Esperamos que as fontes consolidadas de liquidez sejam em torno de 1,4x a 1,7x dos usos nos próximos dois anos.

Perspectiva

A perspectiva estável reflete nossa expectativa de que, apesar de certa pressão adicional nas métricas de crédito nos próximos dois anos, o balanço patrimonial sólido do grupo e sua capacidade para ajustar rapidamente suas operações às novas exigências regulatórias sustentarão os ratings da Neoenergia e de suas subsidiárias. Veríamos uma posição mínima de liquidez consolidada em torno de R\$ 1,5 bilhão a R\$ 2,0 bilhões, e financiamentos adequados para os novos projetos como indicadores de que o grupo está mantendo seu compromisso com uma forte estrutura de capital e perfil financeiro. A estabilidade dos ratings também depende da manutenção do índice de dívida total consolidada sobre EBITDA abaixo de 3x e de FFO sobre dívida total acima de 30%. Poderíamos rebaixar os ratings do grupo se as métricas de crédito se deteriorarem mais e a liquidez declinar de seu nível adequado, refletindo estratégias agressivas de aquisição ou de distribuição de dividendos que não incorporamos nos ratings. Não esperamos elevar os ratings na escala global no curto prazo, dados os investimentos significativos para os quais o grupo já se comprometeu nos próximos anos.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.4 - Alterações significativas

Artigos Relacionados

- *Differentiating The Issuer Credit Ratings Of A Regulated Utility Subsidiary And Its Parent*, 11 de março de 2010.
- *Criteria Methodology: Business Risk/Financial Risk Matrix Expanded*, 27 de maio de 2009.
- *2008 Corporate Criteria: Analytical Methodology*, 15 de abril de 2008.

| LISTA DE RATINGS | |
|--|-----------------|
| Ratings Reafirmados | |
| Neoenergia S.A. | |
| <i>Ratings de Crédito Corporativo</i> | |
| Escala global | |
| Moeda estrangeira | BBB-/Estável/- |
| Moeda local | BBB-/Estável/- |
| Escala Nacional Brasil | brAAA/Estável/- |
| Companhia Energética de Pernambuco (CELPE) | |
| <i>Ratings de Crédito Corporativo</i> | |
| Escala global | |
| Moeda estrangeira | BBB-/Estável/- |
| Moeda local | BBB-/Estável/- |
| Escala Nacional Brasil | brAAA/Estável/- |
| Emissões de debêntures | brAAA |
| Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN) | |
| <i>Ratings de Crédito Corporativo</i> | |
| Escala global | |
| Moeda estrangeira | BBB-/Estável/- |
| Moeda local | BBB-/Estável/- |
| Escala Nacional Brasil | brAAA/Estável/- |
| Emissões de debêntures | brAAA |
| Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA) | |
| <i>Ratings de Crédito Corporativo</i> | |
| Escala global | |
| Moeda estrangeira | BBB-/Estável/- |
| Moeda local | BBB-/Estável/- |
| Escala Nacional Brasil | brAAA/Estável/- |
| Emissões de debêntures | brAAA |
| Termopernambuco S.A. | |
| Emissões de debêntures | brAA+ |
| Itapebi Geração de Energia S.A. | |
| Emissões de debêntures | brAA+ |

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

10 - COMENTÁRIOS DOS DIRETORES

As informações contidas neste item 10 foram extraídas das demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2010, 2011 e 2012. A análise dos Diretores esclarecendo os resultados obtidos e as razões para a flutuação nos valores das contas patrimoniais da Companhia constituem uma opinião sobre os impactos ou efeitos dos dados apresentados nas demonstrações financeiras sobre a situação financeira da Companhia.

10.1 - Os diretores devem comentar sobre:

a. condições financeiras e patrimoniais gerais

A estrutura de capital da COELBA teve a seguinte evolução nos últimos três anos:

| Estrutura de Capital | Exercício social terminado em: | | | | | |
|-----------------------------|--------------------------------|-----|-------------------------------|-----|-------------------------------|-----|
| | 31/12/2012 | | 31/12/2011 (Reapresentado) | | 31/12/2010 (Reapresentado) | |
| | R\$ Mil | % | R\$ Mil | % | R\$ Mil | % |
| Capital de Terceiros | 3.187.193 | 55% | 2.663.032 | 54% | 2.082.078 | 47% |
| Capital Próprio | 2.653.672 | 45% | 2.297.937 | 46% | 2.376.713 | 53% |

Fonte: DFP

O capital de terceiros considera o passivo circulante e não circulante e o capital próprio considera o valor do patrimônio líquido.

A COELBA é uma empresa que atua no setor elétrico na área de distribuição. A geração de caixa da companhia tem sido suficiente para cobrir as despesas operacionais e o pagamento do serviço da dívida. Por atuar num setor de capital intensivo, a COELBA investe constantemente na melhoria, manutenção e expansão da sua rede de distribuição. Para o financiamento destes investimentos, a COELBA busca o apoio dos bancos e agências de fomento, visando obter recursos com custos mais baixos e com prazos mais aderentes ao retorno de longo prazo dos investimentos em distribuição. Em 2012, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e a Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP liberaram financiamentos de R\$ 295,0 milhões e R\$ 7,0 milhões, respectivamente, para a COELBA, referente aos investimentos realizados em 2011 e 2012. Parte dos investimentos realizados no âmbito do Programa Luz Para Todos são financiados através da Reserva Global de Reversão – RGR, recursos liberados pela Eletrobrás, que no ano de 2012 foi de R\$ 42,7 milhões.

A Política Financeira da Companhia prima, dentre outros, por desconcentrar vencimentos, alongar o prazo da dívida e fazer o hedge de 100% da dívida em moeda estrangeira, o que contribuiu nos

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

últimos anos para uma menor volatilidade das despesas financeiras e do pagamento do serviço da dívida (principal e juros).

Em dezembro de 2012, a Companhia realizou captações de recursos em moeda estrangeira com base na lei 4131, nos montantes de US\$ 200,000 junto ao Bank of América, N.A. e US\$ 50,000 junto ao Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, LTD., com vencimentos em 14 de junho de 2018, a serem amortizados em 3 parcelas semestrais a partir de 14 Junho de 2017, com custos de libor + 1,70% a.a e libor + 0,80% a.a, respectivamente, a serem pagos trimestralmente. Em conexão com estas operações foram contratados swaps de proteção cambial com custo médio de 100% do CDI + 0,593% a.a. do Bank of América Merrill Lynch e custo de 100% do CDI + 0,60% a.a. do Banco de Tokyo-Mitsubishi.

Em 2012, a geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA foi superior e totalizou R\$ 1.308,1 milhões, crescimento de 2,2% em relação aos R\$ 1.280,3 milhões apurado no ano anterior. Essa variação pode ser explicada principalmente pelo crescimento da energia distribuída (+3,2%) e ao reajuste tarifário de 10,73% fixado pela Aneel através da Resolução Homologatória nº 1.282 de 17 de abril de 2012, com vigência a partir de 22 de abril de 2012 apesar do acréscimo de 19,6% nas despesas operacionais (Vendas e Administrativas).

A COELBA encerrou o exercício de 2012 com uma receita operacional bruta de R\$ 8.033,1, representando um acréscimo de 14,0% em relação a 2011 (R\$ 7.046,1). Este resultado é atribuído ao reajuste tarifário de 10,73%, ao crescimento normal de mercado (consumidores x tarifa) e aumento do número de consumidores em decorrência do Programa de Universalização, incluindo o Programa Luz para Todos.

A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 3.187,2 milhões, 19,68% maior que em 2011 (R\$ 2.663,0 milhões), sendo que R\$ 10,6 milhões referem-se a custos de transação apropriados no passivo e diferidos durante os prazos das operações contribuindo para a redução do saldo da dívida, e R\$ 9,2 milhões referem-se aos ajustes a valor justo das dívidas e derivativos de acordo com os pronunciamentos CPC/CVM. O indicador financeiro Dívida/EBITDA passou de 2,10 em 2011 para 2,44 em 2012. A dívida líquida da COELBA (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) encerrou o ano de 2012 com R\$ 2.857,8 milhões, 16,79% acima dos R\$ 2.447,0 milhões registrados em 2011. O indicador Dívida Líquida/EBITDA em 2012 foi de 2,18 contra 1,93 realizado em 2011.

Em 2012 o índice de liquidez corrente foi de 1,0, apresentando variação negativa de 9% quando comparado com o ano anterior.

O resultado financeiro acumulado em 2012 foi uma despesa líquida de R\$ 117,1 milhões, 34,4% inferior em relação ao resultado apresentado em 2011 (R\$ 178,6 milhões). Essa variação é explicada, principalmente pela receita com atualização financeira do ativo financeiro da Concessão; pela renda de aplicação financeira e outras receitas financeira inferior a 2011 devido a redução do saldo de caixa

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

e aplicações, pela maior atualização financeira do Contencioso Cível, Fiscal e Trabalhista e pelas despesas com multa regulatória referente a DIC/FIC e DMIC.

O lucro líquido apurado em 2012 foi de R\$ 805,5 milhões, inferior ao registrado no ano de 2011 em 7,3%, basicamente em função da receita operacional bruta positiva e resultado financeiro líquido negativo abaixo do apurado no ano anterior em 34,4% apesar do crescimento das despesas operacionais em 19,6%..

Em 2011 a receita bruta operacional atingiu R\$ 7.046,1 milhões, um acréscimo de 12,9% em relação ao ano anterior. Os principais fatores responsáveis por essa variação foram o reajuste de 13,12% e crescimento das vendas de energia (+458 GWh) ocasionado pela expansão do número de clientes.

Em 2011, a geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA manteve a trajetória de crescimento e totalizou R\$ 1.281,9 milhões, aumento de 4,3% em relação aos R\$ 1.339,6 milhões apurado no ano anterior. A variação do EBITDA é explicada principalmente pelo crescimento das despesas com provisão para devedores duvidosos em função das mudanças promovidas pela Resolução ANEEL 444/10, que estabeleceu restrições ao corte de consumidores, além da perda da condição de baixa renda de 1,2 milhão de consumidores que não efetuarem o cadastramento nos prazos legais, exigindo da Companhia um esforço acentuado no processo de cobrança e no reconhecimento de novas provisões.

O resultado financeiro em 2011 apresentou uma despesa líquida de R\$ 178,6 milhões, 857,7% inferior em relação ao resultado apresentado em 2010 (R\$ 18,7% milhões). Essa variação é explicada, principalmente, pelo registro não recorrente da reversão de R\$ 69,6 milhões referente aos valores recolhidos de PIS/COFINS incidentes sobre receitas financeiras (alargamento da base de cálculo), determinado pela Lei nº 9.718/98, e julgado inconstitucional pelo Supremo Tribunal Federal.

A COELBA registrou Lucro Líquido de R\$ 750,5 milhões em 2011, 20,6% inferior ao resultado de 2010, basicamente em função do crescimento das despesas com provisão para devedores duvidosos.

A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 2.715,0 milhões, 30,4% maior que em 2010 (R\$ 2.081,1 milhões), sendo que R\$ 14,6 milhões referem-se a custos de transação apropriados no passivo e diferidos durante os prazos das operações contribuindo para a redução do saldo da dívida, e R\$ 1,6 milhão referem-se aos ajustes a valor justo das dívidas e derivativos de acordo com os pronunciamentos CPC/CVM. O indicador financeiro Dívida/EBITDA passou de 1,56 em 2010 para 2,12 em 2011. A dívida líquida da COELBA (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) encerrou o ano de 2011 com R\$ 2.447,0 milhões, 28,0% acima dos R\$ 1.911,8 milhões registrados em 2010. O indicador Dívida Líquida/EBITDA em 2011 foi de 1,91 contra 1,43 realizado em 2010.

Em 2010 a receita bruta operacional atingiu R\$ 6.239,5 milhões, um acréscimo de 11,9% em relação ao ano anterior. Os principais fatores responsáveis por esta variação foram o reajuste tarifário

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

homologado pela Aneel de 8,09% em abril de 2010 e o volume de venda de energia faturada em 3,6% quando comparado ao ano de 2009.

A Coelba registrou Lucro Líquido de R\$ 945,7 milhões em 2010, 6,5% superior ao resultado de 2009, refletindo o bom desempenho operacional e do resultado financeiro.

b. estrutura de capital e possibilidade de resgate de ações ou quotas, indicando:**i. hipóteses de resgate**

Não existe hipóteses de resgate de ações previstas no Estatuto Social da Companhia.

ii.fórmula de cálculo do valor de resgate

Não aplicável, pois não existe formula de cálculo preestabelecida do valor de resgate das ações ou cotas.

c. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

A COELBA apresenta plena capacidade de pagamento de todos os seus compromissos financeiros de curto e médio prazo, pois adota uma política financeira conservadora que busca manter um montante de dívida, estrutura de amortização e prazo médio compatíveis com sua geração de caixa. A seguir evolução do EBITDA nos último três anos.

Valores em Milhões

| Indicador | Exercício social terminado em: | | |
|---------------|--------------------------------|-------------------------------|-------------------------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 (Reapresentado) | 31/12/2010 (Reapresentado) |
| EBITDA | 1.308 | 1.280 | 1.340 |

Fonte: DFP

Mesmo assim, a Companhia não pode assegurar que eventos adversos não ocorrerão e não prejudicarão a capacidade de pagamento da Companhia.

Nos últimos três anos o índice de cobertura da dívida líquida foi:

| Indicador | Exercício social terminado em: | | |
|--------------------------------------|--------------------------------|------------|------------|
| | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2010 |
| Dívida Líquida Total / EBITDA | 2,18 | 1,91 | 1,43 |

Fonte: DFP

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**d. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas**

A Coelba tem como um dos pontos da sua política financeira priorizar o financiamento dos investimentos junto a organismos multilaterais e agências de fomento, a exemplo do BNDES, BNB, FINEP, etc. Além dessas fontes a Companhia tradicionalmente acessa o mercado de capitais doméstico para complementar suas fontes de financiamento, quando este apresenta condições favoráveis. Também faz parte da estratégia da Companhia acompanhar e ajustar os compromissos financeiros a sua geração de caixa, evitando dessa forma captações de curto prazo. Outro ponto é a manutenção de contas garantidas, contratadas para eventuais necessidades pontuais geradas por possíveis descasamentos de fluxo de caixa ao longo do mês. A estratégia de financiamento da Coelba obteve nos últimos anos um nível elevado de eficácia, conforme indicado no item 10.1.f (i) abaixo.

e. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez

Faz parte da nossa estratégia acompanhar e ajustar nossos compromissos financeiros a nossa geração de caixa, evitando dessa forma captações de curto prazo. Eventualmente, pequenas operações podem ser realizadas apenas com o objetivo de empréstimo ponte e casamento de fluxo de caixa, caso haja fonte disponível de baixo custo e com reduzida incidência de impostos. Com o *rating* AAA+ em escala nacional da *Standard and Poors* o Grupo Neoenergia não teve dificuldade de encontrar contrapartes no mercado financeiro doméstico para essas operações nos últimos anos.

f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:

O percentual de endividamento, considerando o passivo circulante e não circulante é demonstrado na tabela a seguir:

| Valores em R\$ mil | | | |
|-----------------------------|-----------|-----------|-----------|
| Indicador | 2012 | 2011 | 2010 |
| Passivo Circulante | 476.901 | 415.905 | 420.418 |
| Passivo Não Circulante | 2.710.292 | 2.247.127 | 1.661.658 |
| Total | 3.187.193 | 2.663.032 | 2.082.077 |
| % Endividamento Curto Prazo | 15% | 16% | 20% |
| % Endividamento Longo Prazo | 85% | 84% | 80% |

Fonte :DFP

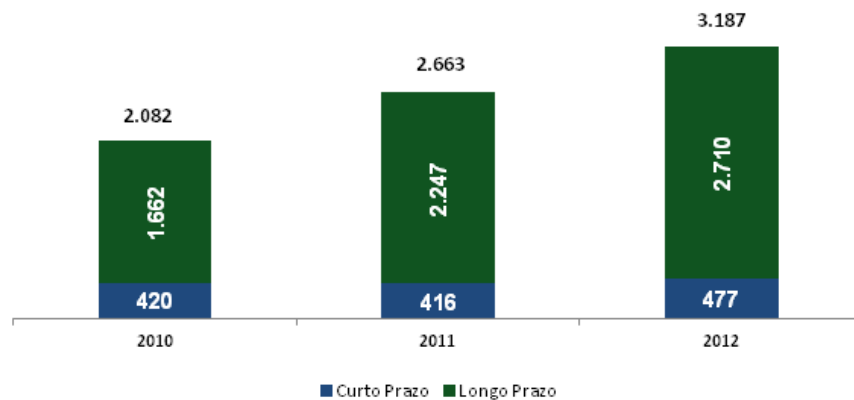
10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

A vigência citada na tabela acima não corresponde ao prazo da dívida e sim aos exercícios sociais aos qual a restrição teve efeito.

As informações de dívida e índice de endividamento a seguir dizem respeito apenas ao passivo oneroso, diferente do apresentado na tabela acima.

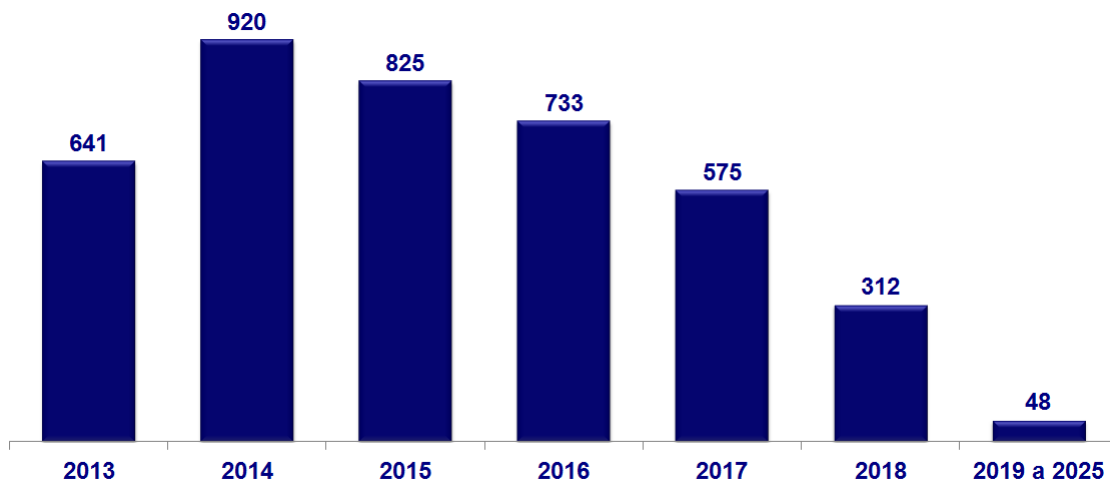
Faz parte da política financeira do Grupo Neoenergia buscar constantemente alongamento de prazo e redução de custos da sua dívida. Considerando os dados consolidados referentes ao passivo oneroso, a COELBA possuía em 31/12/2012, 15% do endividamento total vencendo no curto prazo e 85% no longo prazo.

A seguir está o gráfico com histórico dos últimos três anos de endividamento de curto e longo prazo e o gráfico com o cronograma de amortizações e encargos posição 31/12/2012.



Valores em R\$ milhões

Fonte: DFP



10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

A tabela abaixo apresenta os contratos de empréstimo e financiamento mais relevantes:

| Fonte | Finalidade | Juros | Assinatura | Vencimento | Moeda Contratada | Saldo em Libras (£) Mil | | |
|-----------------------|--|------------------------------|------------|------------|------------------|-------------------------|------------|------------|
| | | | | | | 31/12/2012 | 31/12/2011 | 31/12/2010 |
| TÍTULOS EXTERNOS | RENEGOCIAÇÃO DÍVIDA COM O SINDICATO EXTERNO | Libor 3M + 1,575% a.a. | 30/06/2010 | 30/06/15 | USD | 253.257 | 282.370 | 294.979 |
| BANK OF AMERICA | REFORÇO DE CAIXA | Libor 3M + 1,70% a.a. | 14/11/2012 | 14/08/18 | USD | 408.004 | - | - |
| BANQUE DE LUXEMBOURG | REFORÇO DE CAIXA | Libor 3M + 0,80% a.a. | 14/11/2012 | 14/08/18 | USD | 705.377 | - | - |
| BNB 2A DR/SA | PROG. DE INVESTIMENTO EXPANSÃO/ MELH. REDES TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO | 10,00% a.a. | 27/08/2005 | 27/08/16 | R\$ | 58.671 | 75.322 | 88.502 |
| BNB 2B DR | PROG. DE INVESTIMENTO EXPANSÃO/ MELH. REDES TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO | 10,00% a.a. | 22/08/2005 | 22/08/16 | R\$ | 6.121 | 7.779 | 8.381 |
| BNB 3 - LPT VI | PROGRAMA LUZ PARA TODOS 6ª TRANCHE | 10,00% a.a. | 09/09/2010 | 09/09/18 | R\$ | 271.853 | 282.338 | 36.786 |
| FINEP 1 | PROJETO DE INOVAÇÃO | 5,00% a.a. | 14/10/2009 | 15/09/18 | R\$ | 49.625 | 5.1138 | 48.641 |
| BNDES FINEM 2009 | INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/INOVAÇÃO/ OPERACIONAL | 4,80% a.a./TJLP+2,12% a.a. | 16/03/2009 | 15/08/15 | R\$ | 40.258 | 56.370 | 72.446 |
| BNDES FINEM 2010 | INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/INOVAÇÃO/ OPERACIONAL | 5,80% a.a./TJLP + 1,82% a.a. | 16/03/2009 | 15/08/16 | R\$ | 102.254 | 131.544 | 138.442 |
| BNDES FINEM 2011/2012 | INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/INOVAÇÃO/ OPERACIONAL | 5,80% a.a./TJLP + 1,82% a.a. | 16/03/2009 | 15/08/18 | R\$ | 599.214 | 313.863 | - |
| 3ª EMISSÃO DEBÊNTURES | PROGRAMA DE INVESTIMENTO E ALCANCE DE DÍVIDA | 10,80% a.a. | 27/01/2004 | 27/01/14 | R\$ | 43.315 | 5.7869 | 69.132 |
| 6ª EMISSÃO DEBÊNTURES | RESGATE ANTECIPADO DE PARTE DA 5ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES 1ª SÉRIE | CDI + 0,60% a.a. | 01/11/2007 | 01/11/14 | R\$ | 157.408 | 237.409 | 3.163.07 |
| 7ª EMISSÃO DEBÊNTURES | CAPITAL DE GIRO | 105,70% CDI | 20/11/2010 | 12/01/13 | R\$ | 83.310 | 80.185 | 80.309 |
| BANCO DO BRASIL 1 | CAPITAL DE GIRO | CDI + 1,00% a.a. | 23/03/2010 | 20/03/15 | R\$ | 303.321 | 305.437 | 308.501 |
| BANCO DO BRASIL 2 | LIQUIDAÇÃO DA 5ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES - 2ª SÉRIE | 12,149% a.a. | 06/05/2010 | 14/04/14 | R\$ | 128.634 | 118.976 | 105.050 |
| BONDS BRL 2016 | REESTRUTURAÇÃO DA DÍVIDA | 11,75% a.a. | 27/04/2011 | 27/04/16 | R\$ | 406.848 | 404.628 | - |
| TOTAL | | | | | | 3.944.180 | 2.403.006 | 1.337.364 |

ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras

A COELBA mantém nos últimos três anos contratos de prestação de serviços bancários com diversas instituições financeiras como contratos de arrecadação de contas de luz, contratos de administração de contas, contratos de escrituração de ações e debêntures, contratos de agente fiduciário, contratos de conta corrente e transferências bancárias e contratos de prestação de garantias e etc.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Segue abaixo tabela com a classificação do passivo da Companhia de acordo com o tipo de garantia:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Valores em R\$ Mil

| Credor | Denominação | Saldo devedor em 31/12/2012 | Saldo devedor em 31/12/2011 | Saldo devedor em 31/12/2010 | Classificação |
|---------------------------|--------------------------------|-----------------------------|-----------------------------|-----------------------------|------------------------|
| BID | BID 2 | - | - | 2.384 | Garantia Quirografária |
| SINDICATO DE BANCOS | TÍTULOS EXTERNOS | 283.257 | 282.370 | 294.978 | Garantia Quirografária |
| MERRIL LYNCH | BANK OF AMERICA | 408.004 | - | - | Garantia Quirografária |
| TOKYO-MITSUBISHI | BANCO DE TOKYO | 103.177 | - | - | Garantia Quirografária |
| BNB | BNB 1 DR / SA | - | 20.149 | 40.298 | Garantia Real |
| BNB | BNB 2A DR / SA | 58.671 | 75.322 | 83.502 | Garantia Real |
| BNB | BNB 2B DR | 6.121 | 7.779 | 8.381 | Garantia Real |
| BNB | BNB 3 - LPT VI | 271.553 | 282.338 | 36.785 | Garantia Real |
| FINEP | FINEP 1 | - | - | 234 | Garantia Quirografária |
| FINEP | FINEP 2 | 49.625 | 51.138 | 48.641 | Garantia Quirografária |
| BNDES | BNDES 2 FINEM | - | - | - | Garantia Real |
| BNDES | BNDES 3 FINEM | - | - | 7.423 | Garantia Real |
| BNDES | BNDES 4 FINEM | - | 20.047 | 60.141 | Garantia Real |
| BNDES | BNDES 5 FINEM 2009 | 40.258 | 56.370 | 72.446 | Garantia Quirografária |
| BNDES | BNDES 5 FINEM 2010 | 102.264 | 131.544 | 138.442 | Garantia Quirografária |
| BNDES | BNDES 5 FINEM 2011 / 2012 | 599.214 | 313.663 | - | Garantia Quirografária |
| ELETROBRÁS | ECF - LNC 1 | - | 2.840 | 18.384 | Garantia Real |
| ELETROBRÁS | ECF - LNC 2 | 10.224 | 14.314 | 17.991 | Garantia Real |
| ELETROBRÁS | ECFS - LPT 1 | 4.216 | 5.366 | 6.394 | Garantia Real |
| ELETROBRÁS | ECFS - LPT 2 | 8.341 | 10.037 | 11.546 | Garantia Real |
| ELETROBRÁS | ECFS - LPT 3 | 8.810 | 10.342 | 11.700 | Garantia Real |
| ELETROBRÁS | ECFS - LPT 4 | 42.213 | 48.467 | 53.983 | Garantia Real |
| ELETROBRÁS | ECFS - LPT 5 | 39.800 | 45.050 | 64.537 | Garantia Real |
| ELETROBRÁS | ECFS - LPT 6 | 23.884 | 33.112 | 27.996 | Garantia Real |
| ELETROBRÁS | ECFS - LPT 7 | 42.168 | - | - | Garantia Real |
| DEBENTURISTAS | 3ª EMISSÃO DEBÊNTURES | 43.315 | 57.869 | 69.132 | Garantia Real |
| DEBENTURISTAS | 5ª EMISSÃO DEBÊNTURES 2ª SÉRIE | - | - | 112.716 | Garantia Quirografária |
| DEBENTURISTAS | 6ª EMISSÃO DEBÊNTURES | 157.908 | 237.409 | 316.307 | Garantia Quirografária |
| DEBENTURISTAS | 7ª EMISSÃO DEBÊNTURES | 83.310 | 80.185 | 80.309 | Garantia Quirografária |
| BANCO DO BRASIL | BANCO DO BRASIL 1 | 303.321 | 305.437 | 303.591 | Garantia Quirografária |
| BANCO DO BRASIL | BANCO DO BRASIL 2 | 128.934 | 118.976 | 105.050 | Garantia Quirografária |
| BANCO DO BRASIL | BANCO DO BRASIL 3 | - | 100.280 | 88.786 | Garantia Quirografária |
| DEBENTURISTAS | BONDS BRL 2016 | 405.348 | 404.598 | - | Garantia Quirografária |
| (-) Depósitos em Garantia | | (36.743) | (51.971) | (51.204) | |
| OUTROS PASSIVOS | | 1.266.781 | 1.176.873 | 965.110 | |

iv. eventuais restrições impostas ao emissor, em especial, em relação a limites de endividamento e contratação de novas dívidas, à distribuição de dividendos, à alienação de ativos, à emissão de novos valores mobiliários e à alienação de controle societário

A COELBA possui diversos contratos de empréstimo e financiamento que possuem restrições impostas pelos credores, abaixo descritas, nos 3 últimos anos.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

| Empresa | Dívida | Data de Referência | Covenant | Pagamento de dividendos | Restrição à alienação de ativo | Restrição a contratação de novas dívidas e emissão de valores mobiliários | Alienação de controle societário |
|---------|------------------------------|-------------------------------------|--|--|---|---|--|
| COELBA | 3ª Emissão Debêntures | 31/12/2010, 31/12/2011 e 31/12/2012 | Dívida Bruta/Ebitda ≤ 3 Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2 | Hipótese de vencimento antecipado caso a Emissora esteja em mora relativamente ao pagamento de quaisquer obrigações referentes às Debêntures previstas na Escritura. A Emissora está adicionalmente obrigada a não efetuar a distribuição de dividendos ao mínimo obrigatório, nem pagar juros sobre capital próprio ou realizar qualquer outra forma de distribuição de lucro, se estiver inadimplente em relação a qualquer obrigação pecuniária. | Não há | Não há | Hipótese de vencimento antecipado caso haja transferência do controle acionário para empresa não pertencente ao Grupo Necenergia. |
| COELBA | 5ª Emissão Debêntures | 31/12/2010 | Dívida Líquida/Ebitda ≤ 3 Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2 | | Não há | Não há | Alteração do atual controle acionário da Emissora, direto ou indireto, somente com aprovação dos debenturistas. Liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária somente previamente aprovado pelos debenturistas. |
| COELBA | 6ª Emissão Debêntures | 31/12/2010, 31/12/2011 e 31/12/2012 | Dívida Líquida/Ebitda ≤ 3 Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2 | | Não há | Não há | Alteração do atual controle acionário da Emissora, direto ou indireto, somente com aprovação dos debenturistas. Liquidação, dissolução, cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária somente previamente aprovado pelos debenturistas. |
| COELBA | 7ª Emissão Debêntures | 31/12/2010, 31/12/2011 e 31/12/2012 | Dívida Líquida/Ebitda ≤ 3 Ebitda/ Resultado Financeiro ≥ 2 | | Não há | Não há | Alteração do atual controle acionário da Emissora, direto ou indireto, somente com aprovação dos debenturistas. |
| COELBA | BNDES 20/01060-5 | 31/12/2010 | Endividamento Financeiro Líquido / Ebitda ≤ 2,5 Endividamento Financeiro Líquido / (Endividamento Financeiro Líquido + PL) ≤ 0,55 | Realizar o pagamento de juros sobre capital próprio ou de dividendos, cujo somatório exceda o dividendo mínimo obrigatório previsto em lei, somente após a comprovação, ao BNDES e aos AGENTES, representados pelo LIDEF, do atendimento integral às obrigações estabelecidas no Contrato. | Sem prévia autorização do BNDES, não alienar nem onerar bens de seu ativo permanente, salvo bens inservíveis ou obsoletos ou de bens que sejam substituídos por novos de idêntica finalidade. | Sem prévia autorização do BNDES, não conceder preferência a outras créditos, não fazer amortização de ações, não emitir debêntures e partes beneficiárias nem assumir novas dívidas. | Não realizarem, a BENEFLICÁRIA, suas empresas diretas ou indiretas, durante o prazo de vigência deste Contrato de Repasse, alterações em seus estatutos societários, direto ou indireto, sem prévia anuência do BNDES e do LIDEF, na qualidade de representante dos AGENTES. |
| COELBA | BNDES 20/00660-8 | 31/12/2010 e 31/12/2011 | Endividamento Financeiro Líquido / Ebitda ≤ 1,6 Endividamento Financeiro Líquido / (Endividamento Financeiro Líquido + PL) ≤ 0,60 | Realizar o pagamento de juros sobre capital próprio ou de dividendos, cujo somatório exceda o dividendo mínimo obrigatório previsto em lei, somente após a comprovação, ao BNDES e aos AGENTES, representados pelo LIDEF, do atendimento integral às obrigações estabelecidas no Contrato. | Sem prévia autorização do BNDES, não alienar nem onerar bens de seu ativo permanente, salvo quando se tratar de bens inservíveis ou obsoletos ou de bens que sejam substituídos por novos de idêntica finalidade. | Sem prévia autorização do BNDES, não conceder preferência a outras créditos, não fazer amortização de ações, não emitir debêntures e partes beneficiárias nem assumir novas dívidas. | Não realizarem, a BENEFLICÁRIA, suas empresas diretas ou indiretas, durante o prazo de vigência deste Contrato de Repasse, alterações em seus estatutos societários, direto ou indireto, sem prévia anuência do BNDES e do LIDEF, na qualidade de representante dos AGENTES. |
| COELBA | BNDES 08.2.1089.1 e Aditivos | 31/12/2010, 31/12/2011 e 31/12/2012 | Não há | Não há | Sem prévia autorização do BNDES, não alienar nem onerar bens de seu ativo permanente, salvo quando se tratar de bens inservíveis ou obsoletos ou de bens que sejam substituídos por novos de idêntica finalidade. | Não assumir novas dívidas e não emitir debêntures, sem prévia autorização do BNDES, exceto as empréstimos para atender aos negócios de gestão ordinária da Companhia. | O controle efetivo, direto ou indireto, da Beneficiária sofrer modificação após a contratação da operação, sem prévia e expressa autorização do BNDES. |
| COELBA | FINEP | 31/12/2010, 31/12/2011 e 31/12/2012 | Não Há | Não há | Não há | Não obter financiamento ou praticar atos que, direta ou indiretamente, resultem em diminuição de sua capacidade de pagamento, sem prévia e expressa autorização da FINEP, executados os atos ordinários de gestão. | Informar à FINEP todas as alterações no capital social e/ou estatuto societária, que possam influenciar a decisão da empresa, bem como aquelas que possam influenciar na capacidade de pagamento da FINEP, no prazo de 10 dias após o registro na Junta Comercial ou no Registro Civil de Pessoas Jurídicas competente. |
| COELBA | ELETROBRÁS | 31/12/2010, 31/12/2011 e 31/12/2012 | Não há | Não há | Não há | Não assumir, sem expressa autorização da Eletrobrás, novas compromissos financeiros que, isolada ou conjuntamente, superem o equivalente a 5% de seu Ativo Fico e/ou que elevem seu endividamento a nível superior a 60% do seu Ativo Fico. | Não há |
| COELBA | BB | 31/12/2010, 31/12/2011 e 31/12/2012 | Não há | Não há | Não há | Não há | O Banco do Brasil S.A. poderá considerar vencida a operação de crédito e exigir sua imediata liquidação se, na sua vigência, for transferido o controle do capital para empresa não pertencente ao Grupo Necenergia, sem a prévia e expressa consideração, por parte dos efeitos penais, todos os atos praticados que importarem violação das obrigações referendo financiamento. |
| COELBA | BNB | 31/12/2010, 31/12/2011 e 31/12/2012 | Não há | Não há | Não há | Contratar com outra instituição financeira financiamentos para cobertura de itens previstos no orçamento constante neste instrumento de crédito, para financiamento pelo BNB. | Restrição: Mudança de controle prevista por qualquer exigência de Lei. Informar ao agente dentro de três dias úteis no Brasil antes de mudança do controle ou qualquer ação tomada ou a ocorrência de um evento que pode ser razoavelmente esperada para resultar em uma mudança de controle. |
| COELBA | Bank of América | 31/12/2012 | Não há | Não há | Não há | Não há | Restrição: Entrar em qualquer incorporação, fusão ou incorporação em que o Tomador (ou qualquer Subsidiária Relevante, conforme o caso) não seja a entidade sucessora, ou qualquer outra incorporação, fusão ou incorporação por meio da qual o Patrimônio Líquido consolidado do Tomador menos seus ativos tangíveis resulte em um declínio, imediatamente depois de dar efeito de tal transação. |
| COELBA | Banco de Tokyo | 31/12/2012 | Não há | Não há | Não há | Não há | Restrição: Entrar em qualquer incorporação, fusão ou incorporação em que o Tomador (ou qualquer Subsidiária Relevante, conforme o caso) não seja a entidade sucessora, ou qualquer outra incorporação, fusão ou incorporação por meio da qual o Patrimônio Líquido consolidado do Tomador menos seus ativos tangíveis resulte em um declínio, imediatamente depois de dar efeito de tal transação. |
| COELBA | Emissão Bonds | 31/12/2011 e 31/12/2012 | Não há | Não há | Não há | Não há | Restrição: Na ocorrência de uma mudança de controle que resulte em um declínio de rating, cada titular tem o direito de exigir que a Companhia escipe os Valores Mobiliários. |
| COELBA | BID 785/SF/BR | 31/12/2010 | Não se aplica | Não se aplica | Não se aplica | Não se aplica | Não se aplica |

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

A COELBA não pode garantir que atingirá todos os *covenants* contratados e que seus contratos não terão o vencimento antecipado declarado, em função de eventos adversos futuros.

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

A COELBA possuía os seguintes financiamentos contratados e utilizados até 31/12/2012:

| Credor | Empresa | Valor Contratado | Saldo Utilizado % |
|-------------------|---------------|------------------|-------------------|
| BNDES | Coelba | 285.555 | 79% |
| BNDES | Coelba | 743.160 | 82% |
| FINEP | Coelba | 63.000 | 100% |
| ELETROBRÁS | Coelba | 90.415 | 77% |
| BNB | Coelba | 284.132 | 100% |

POSIÇÃO ATÉ 31/12/2012

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

As informações financeiras constantes dos balanços patrimoniais e das demonstrações de resultado referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 foram extraídas das demonstrações financeiras elaboradas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB. Estas demonstrações financeiras foram auditadas pela PRICEWATERHOUSECOOPERS Auditores Independentes, de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Balanco Patrimonial (Valores em R\$ mil)**

| ATIVO | 31/12/2012 | AH% | AV% | 31/12/2011 | AH% | AV% | 31/12/2010 | AV% |
|---|------------------|----------------|-------------|------------------|-----------------|-----------------|------------------|-----------------|
| CIRCULANTE | | | | | | | | |
| Caixa e equivalentes de caixa | 252.479 | 40% | 4% | 180.756 | 78% | 3% | 101.277 | 2% |
| Contas a receber de clientes e outros | 987.586 | 5% | 14% | 939.057 | 7% | 16% | 881.317 | 17% |
| Títulos e valores mobiliários | 26.726 | -23% | 0% | 34.667 | -50% | 1% | 68.991 | 1% |
| Impostos e contribuições a recuperar | 121.871 | 13% | 2% | 108.237 | -19% | 2% | 133.819 | 3% |
| Estoques | 14.018 | 34% | 0% | 10.481 | 31% | 0% | 8.014 | 0% |
| Despesas pagas antecipadamente | 1.637 | -55% | 0% | 3.669 | 61% | 0% | 2.281 | 0% |
| Entidade de previdência privada | 9.952 | 62% | 0% | 6.156 | 0% | 0% | 0% | 0% |
| Serviços em curso | 43.826 | -3% | 1% | 44.958 | 38% | 1% | 32.666 | 1% |
| Outros ativos circulantes | 31.391 | 38% | 0% | 22.700 | -71% | 0% | 78.512 | 1% |
| TOTAL DO CIRCULANTE | 1.489.486 | 10% | 21% | 1.350.681 | 3% | 23% | 1.306.877 | 24% |
| NÃO CIRCULANTE | | | | | | | | |
| Contas a receber de clientes e outros | 133.441 | -48% | 2% | 256.602 | -17% | 4% | 310.691 | 6% |
| Títulos e valores mobiliários | 50.169 | 7901% | 1% | 627 | 0% | 0% | - | 0% |
| Impostos e contribuições a recuperar | 75.407 | 28% | 1% | 58.794 | 3% | 1% | 56.972 | 1% |
| Impostos e contribuições diferidos | 177.719 | -11% | 3% | 199.072 | -5% | 3% | 210.266 | 4% |
| Coligadas e controladora | 257 | 22% | 0% | 211 | 53% | 0% | 138 | 0% |
| Depósitos judiciais | 183.748 | 31% | 3% | 139.809 | -18% | 2% | 170.352 | 3% |
| Entidade de previdência privada | 24.006 | -32% | 0% | 35.119 | -11% | 1% | 39.340 | 1% |
| Outros ativos não circulantes | 2.855 | -65% | 0% | 8.075 | -32% | 0% | 11.853 | 0% |
| Outros investimentos | 11.432 | -6% | 0% | 12.117 | 12% | 0% | 10.859 | 0% |
| Concessão do serviço público (ativo financeiro) | 1.713.486 | 160% | 24% | 659.635 | 49% | 11% | 443.965 | 8% |
| Intangível | 3.245.641 | -1% | 46% | 3.280.862 | 20% | 55% | 2.744.662 | 52% |
| TOTAL DO NÃO CIRCULANTE | 5.618.161 | 21% | 79% | 4.650.923 | 16% | 77% | 3.999.098 | 75% |
| ATIVO TOTAL | 7.107.647 | 18% | 100% | 6.001.604 | 13% | 100% | 5.305.975 | 100% |
| PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO | | | | | | | | |
| CIRCULANTE | | | | | | | | |
| Fornecedores | 504.700 | 28% | 7% | 395.330 | 18% | 7% | 335.755 | 6% |
| Empréstimos e financiamentos | 290.934 | -7% | 4% | 312.973 | 53% | 5% | 205.032 | 4% |
| Debêntures | 185.967 | 81% | 3% | 102.932 | -52% | 2% | 215.387 | 4% |
| Salários e encargos a pagar | 48.395 | 45% | 1% | 33.326 | 9% | 1% | 30.656 | 1% |
| Taxas regulamentares | 59.199 | 9% | 1% | 54.233 | -17% | 1% | 65.049 | 1% |
| Impostos e contribuições a recolher | 125.218 | -6% | 2% | 132.903 | 15% | 2% | 115.803 | 2% |
| Dividendos e juros sobre capital próprio | 167.595 | 436% | 2% | 31.247 | 7% | 1% | 29.177 | 1% |
| Provisões | 23.899 | 30% | 0% | 18.403 | 16% | 0% | 15.879 | 0% |
| Outros passivos circulantes | 113.920 | -36% | 2% | 178.277 | 46% | 3% | 122.002 | 2% |
| TOTAL DO CIRCULANTE | 1.519.827 | 21% | 21% | 1.259.624 | 11% | 21% | 1.134.740 | 21% |
| NÃO CIRCULANTE | | | | | | | | |
| Fornecedores | 27.397 | 8% | 0% | 25.397 | 300% | 0% | 6.349 | 0% |
| Empréstimos e financiamentos | 2.611.726 | 32% | 37% | 1.974.595 | 52% | 33% | 1.298.582 | 24% |
| Debêntures | 98.566 | -64% | 1% | 272.532 | -25% | 5% | 363.077 | 7% |
| Taxas regulamentares | 1.078 | -96% | 0% | 30.787 | 65% | 1% | 18.700 | 0% |
| Impostos e contribuições a recolher | 4.598 | 44% | 0% | 3.183 | -16% | 0% | 3.775 | 0% |
| Provisões | 140.824 | -100% | | 109.361 | 17% | 2% | 93.221 | 2% |
| Entidade de previdência privada | 1.803 | 8243% | 2% | 1.688 | -10% | 0% | 1882 | 0% |
| Coligadas e controladora | 89 | | | 80 | | | | |
| Recursos destinados a aumento de capital | 2.402 | -25% | 0% | 2.402 | 42% | 0% | 1.694 | 0% |
| Outros passivos não circulantes | 45.665 | -90% | 0% | 24.018 | 232% | 0% | 7.242 | 0% |
| TOTAL DO NÃO CIRCULANTE | 2.934.148 | -98,13% | 41% | 2.444.043 | 0,361947 | 0,407218 | 1794522 | 0,338208 |
| PATRIMÔNIO LÍQUIDO | | | | | | | | |
| Capital social | 542.163 | 0% | 8% | 542.163 | 0% | 9% | 542.163 | 10% |
| Reservas de capital | 698.050 | 0% | 10% | 698.050 | 0% | 12% | 698.050 | 13% |
| Reservas de lucros | 1.413.459 | 95% | 20% | 725.568 | 12% | 12% | 647.539 | 12% |
| Outros resultados abrangentes | | -100% | | 48.065 | 142% | 1% | 19.862 | 0% |
| Proposta de distribuição de dividendos adicionais | | -100% | | 284.091 | -39% | 5% | 469.099 | 9% |
| TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO | 2.653.672 | 15% | 37% | 2.297.937 | -3% | 38% | 2.376.713 | 45% |
| PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL | 7.107.647 | 18% | 100% | 6.001.604 | 13% | 100% | 5.305.975 | 100% |

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Análise dos principais ativos e passivos:

Ativo

Circulante

Caixa e equivalentes de caixa

O saldo das contas de disponibilidades e aplicações financeiras em 31 de dezembro de 2012, 2011, e 2010 era de R\$ 252,5, R\$ 180,8 milhões e R\$ 101,2 milhões, respectivamente. As variações de 40% em 2012 e 79% em 2011 são explicadas principalmente por: em 2012 (i) movimentações diárias em Fundos Exclusivos e CDBs (aplicações maior que resgates) no valor de R\$ 145,8 milhões, (ii) resgate do CDB no valor de R\$ 72,3 milhões; (iii) encerramento do contrato de LPT V, com resgate no valor de R\$ 7,3 milhões; em 2011 (i) movimentações diárias dos Fundos Exclusivos e CDBs (aplicações maior que resgates) no valor de R\$ 56,3 milhões, (ii) aplicação do CDB, em reciprocidade com o banco BNB, no valor de R\$ 72,3 milhões, (iii) movimentação (resgates maior que aplicações) dos recursos dos LPTs V e VI no valor total de R\$ 39 milhões.

Contas a receber de clientes e outros

Engloba as contas a receber com fornecimento de energia e uso da rede, faturado e não faturado, este por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios e outros, até a data do balanço, contabilizado com base no regime de competência. São considerados ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis.

As contas a receber de clientes e outros estão apresentados líquidas da provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD reconhecida em valor considerado suficiente pela administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

O saldo de contas a receber de clientes e outros em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 era de R\$ 987,6, R\$ 923,1 milhões e R\$ 881,3 milhões, respectivamente. O aumento de 5% em 2012 e 7% em 2011 é explicado principalmente por reajustes tarifários de 10,73 em abril de 2012, 9,92% em abril de 2011 e 8,09% em abril de 2010.

Títulos e Valores Mobiliários

O saldo da conta de títulos e valores mobiliários em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 era de R\$ 26,7 milhões, R\$ 34,7 milhões e R\$ 69,0 milhões, respectivamente. A redução do saldo em 2012 decorre basicamente de resgates ocorridos no período.

As variações de 2011 em relação a 2010 são explicadas principalmente por: em 2011 (i) reclassificação de CP para LP no valor de R\$ 34 mil e (ii) aplicação em LP referente a garantia do

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

contrato BNB 2010, no valor de R\$ 16,9 mil; em 2010 como consequência do resgate da garantia do contrato BNDES/FINEM 20/010060-5/2006 no valor de R\$ 12,3 mil.

Não Circulante

Títulos e Valores Mobiliários

O saldo da conta de títulos e valores mobiliários em 31 de dezembro de 2012 e 2011 era de R\$ 50,2 milhões, R\$ 676 mil, respectivamente. As variações de 2012 em relação a 2011, são explicadas principalmente por: em 2012 aplicação em LP referente aos recursos liberados do LPT – 7ª Tranche no BNB no valor de R\$ 43,9 milhões.

Concessão do serviço público (ativo financeiro)

Refere-se à parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente, decorrente da aplicação das Interpretações Técnicas ICPC 01 (R1) – Contrato de concessão e ICPC 17 – Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCPC 05 – Contrato de concessão.

Essa parcela de infra-estrutura classificada como ativo financeiro é remunerada por meio do denominado WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrada mensalmente na tarifa dos clientes.

O valor justo do ativo financeiro está sendo revisado trimestralmente, considerando a atualização pelo IGPM, como forma de distribuir linearmente ao longo do exercício o reajuste da denominada Base Tarifária, que é corrigida anualmente por esse índice. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado são reconhecidas diretamente no resultado do exercício, como Receita Financeira. Na data da revisão tarifária da Companhia, que ocorre a cada cinco anos (próxima revisão prevista para abril de 2013), o ativo financeiro poderá ser ajustado ao valor justo de acordo com a base de remuneração determinada ao valor novo de reposição pelos critérios tarifários.

O saldo da conta de ativo financeiro em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 era de R\$ 1.713,4 milhões, R\$ 659,6 milhões e R\$ 443,9 milhões, respectivamente. A variação de 160% em 2012 e 49% em 2011 é justificado pelo aumentos dos investimentos realizados em infra-estrutura da concessão e em 2012 pela transferência do Intangível devido a remensuração da infraestrutura da concessão, em decorrência das novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgados no setor elétrico, conforme Resolução Normativa ANEEL nº 474/12 no montante de R\$ 515.400 e transferência do intangível pelo processo de novos ativos incorporados no montante de R\$ 433.105.

Ativo Intangível

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

Compreende o direito de uso da infra-estrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições das Deliberações CVM nºs 553 de 12 de novembro de 2008, 677 de 13 de dezembro de 2011 e 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 – Ativos Intangíveis, os ICPC 01 (R1) – Contrato de Concessão e ICPC 17 Contrato de Concessão: Evidenciação e o OCPC 05 – Contrato de Concessão.

É avaliado ao custo de aquisição/construção, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

O saldo da conta de ativo intangível em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 era de R\$ 3.245,6 milhões, R\$ 3.280,9 milhões e R\$ 2.744,6 milhões respectivamente. A redução de 1% em 2012 e 55% em 2011 é justificado em 2012 pela a Resolução Normativa ANEEL nº 474 de 07/02/2012 que estabeleceu novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2012, determinando alteração na vida útil-econômica dos bens integrantes da infra-estrutura de distribuição.

Anteriormente à edição da Resolução ANEEL 474, a vida útil média do conjunto de ativos da Companhia era em torno de 22 anos, variando entre 21 e 24 anos. Com a implementação da Resolução ANEEL 474, a vida útil desses ativos passou a se situar entre 25 e 28 anos, com média de 26 anos, o que corresponde ao acréscimo de 4 anos em relação à vida útil econômica média anterior.

Considerando esse aumento da vida útil, houve uma diminuição da amortização e um aumento da parcela residual da infra-estrutura que a Companhia espera receber como indenização ao final do período da Concessão. Como consequência, após análise dos aspectos econômicos, regulatórios e o melhor entendimento técnico-contábil, foi efetuada uma redistribuição da infra-estrutura que é classificada no ativo intangível e no ativo financeiro, sem alterar os demais procedimentos contábeis decorrentes da adoção do IFRIC 12/OCPC 5 – Contratos de Concessão.

Passivo

Fornecedores

O saldo da conta de fornecedores em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 era de R\$ 504,7 milhões, R\$ 395,4 milhões e R\$ 335,7 milhões, respectivamente. O incremento de 28% em 2012 e 18% em 2011 é justificado, principalmente, pela elevação no preço médio de leilões de energia e na aquisição de materiais e serviços .

Empréstimos, financiamentos e debêntures

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

A dívida bruta da Companhia em 2012, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 3.187,1 milhões, 19,7% maior que em 2011 (R\$ 2.663,0 milhões) e 28% maior que em 2010 (R\$ 2.082,0 milhões).

O incremento da dívida deve-se principalmente, as seguintes captações e renegociações que ocorreram neste período:

Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – A Companhia recebeu em 2012 o montante de R\$ 295 milhões para financiamento dos investimentos realizados em 2011 e 2012, provenientes do Contrato de Financiamento Mediante Abertura de Limite de Crédito Rotativo nº 08.2.1089.1, assinado em março de 2009 e aditado em outubro de 2010, março, maio, novembro de 2011 e agosto de 2012.

Financiadora de Estudos e Projetos – FINEP – A Companhia recebeu o montante de R\$ 7 milhões para financiar o Projeto de Inovação, provenientes do Contrato de Financiamento assinado em outubro de 2009.

Eletrobrás – Em 2012 a Companhia assinou o Contrato de Financiamento nº ECFS – 324/2011 (7ª Tranche) para financiar parte dos investimentos realizados no âmbito do Programa Luz Para Todos, através da Reserva Global de Reversão – RGR. Em 2012 foi liberado o montante de R\$ 42,7 milhões.

Em dezembro de 2012, a Companhia realizou captações de recursos em moeda estrangeira com base na lei 4131, nos montantes de US\$ 200,000 junto ao Bank of América, N.A. e US\$ 50,000 junto ao Bank of Tokyo-Mitsubishi UFJ, LTD., com vencimentos em 14 de junho de 2018, a serem amortizados em 3 parcelas semestrais a partir de 14 Junho de 2017, com custos de libor + 1,70% a.a e libor + 0,80% a.a, respectivamente, a serem pagos trimestralmente. Em conexão com estas operações foram contratados swap de proteção cambial.

Em abril de 2011, a COELBA efetuou captação de recursos no mercado internacional, por meio da emissão de notas no exterior (bonds em reais) no montante de R\$ 400 milhões, com vencimento em 27 de abril de 2016 e juros de 11,75% a.a com pagamento semestral. Os recursos foram destinados ao refinanciamento de dívida.

Nos anos de 2010 e 2011, o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social - BNDES, o Banco do Nordeste do Brasil - BNB e a Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP liberaram financiamentos de R\$ 457,6 milhões, R\$ 284,5 milhões e R\$ 51,0 milhões, respectivamente, para a COELBA, referente aos investimentos realizados neste período.

Em abril de 2010, a COELBA recebeu do Banco do Brasil o montante de R\$ 300 milhões, referente a financiamento do capital de giro da Companhia, proveniente de Nota de Crédito Comercial (NCC) com prazo de 5 anos, a ser amortizado em prestação única na data do vencimento, com custo de CDI + 1% a.a. e juros pagos semestralmente.

Em maio de 2010, a COELBA recebeu do Banco do Brasil o montante de R\$ 100 milhões, referente a financiamento do capital de giro da Companhia, proveniente de Nota de Crédito Comercial (NCC) com prazo de 4 anos, a ser amortizado em prestação única na data do vencimento, com custo de

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

12,149% a.a e juros pagos juntamente com a prestação do principal. Em contexto com essa operação foi contratado swap de proteção de taxa de juros para este financiamento, trocando a taxa prefixada por 99,50% da taxa DI.

Em conexão com a renegociação dos Títulos Externos no montante de US\$ 150 milhões, realizada em junho de 2010, foram contratados a termo swaps de proteção cambial, junto ao Merrill Lynch de Investimentos S.A. e o BNP Paribas Brasil S.A.

Em dezembro de 2010, a COELBA recebeu do Banco do Brasil o montante de R\$ 90 milhões, referente a financiamento do capital de giro da Companhia, proveniente de Nota de Crédito Comercial (NCC) com prazo de 2 anos, a ser amortizado em prestação única na data do vencimento, com custo de 11,80% a.a e juros pagos juntamente com a prestação do principal.

Em dezembro de 2010, a Companhia realizou a 7ª emissão de debêntures Simples, não conversíveis em ação, da espécie quirografária, em série única, para oferta pública de distribuição com esforços restritos de colocação, no valor de R\$ 80 milhões, utilizando os recursos captados para reforço de seu caixa, com prazo de 2 anos, a ser amortizado em prestação única na data do vencimento, com custo de 106,70% da taxa DI e juros pagos semestralmente.

Demonstração do Resultado (Valores em R\$ mi)

| DRE | 31/12/2012 | AH% | AV% | 31/12/2011 | AH% | AV% | 31/12/2010 | AV% |
|---|------------------|----------|-------------|------------------|-------------|-------------|------------------|-------------|
| RECEITA BRUTA | 8.033.105 | 0 | 138% | 7.046.131 | 13% | 142% | 6.239.476 | 142% |
| (-) Deduções da receita bruta | (2.219.491) | 0 | -38% | (2.078.772) | 13% | -42% | (1.845.152) | -42% |
| RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA | 5.813.614 | 0 | 100% | 4.967.359 | 13% | 100% | 4.394.324 | 100% |
| Custo do serviço | (4.025.741) | 0 | -69% | (3.315.429) | 14% | -67% | (2.902.851) | -66% |
| LUCRO BRUTO | 1.787.873 | 0 | 31% | 1.651.930 | 11% | 33% | 1.491.473 | 34% |
| Despesas com vendas | (478.442) | 0 | -8% | (409.062) | 95% | -8% | (209.425) | -5% |
| Despesas gerais e administrativas | (257.601) | 0 | -4% | (196.773) | 33% | -4% | (148.477) | -3% |
| LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS | 1.051.830 | 0 | 18% | 1.046.095 | -8% | 21% | 1.133.571 | 26% |
| Resultado financeiro | (117.129) | (0) | -2% | (178.592) | 857% | -4% | (18.668) | 0% |
| Receita financeira | 380.095 | 0 | 7% | 310.854 | -8% | 6% | 336.687 | 8% |
| Despesa financeira | (497.224) | 0 | -9% | (489.446) | 38% | -10% | (355.355) | -8% |
| LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS | 934.701 | 0 | 16% | 867.503 | -22% | 17% | 1.114.903 | 25% |
| Imposto de renda e contribuição social | (129.204) | 0 | -3% | (117.013) | -31% | -2% | (169.184) | -3% |
| Corrente | (249.104) | (0) | -5% | (264.154) | -10% | -5% | (293.840) | -6% |
| Diferido | (2.982) | (1) | 0% | 22.965 | -201% | 0% | (22.813) | 0% |
| Incentivo SUDENE | 141.100 | (0) | 3% | 143.060 | -14% | 3% | 166.364 | 3% |
| Amortização do ágio e reversão PMIPL | (18.218) | (0) | 0% | (18.884) | 0% | 0% | (18.895) | 0% |
| LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO | 805.497 | 0 | 14% | 750.490 | -21% | 15% | 945.719 | 22% |
| LUCRO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO: | | | | | | | | |
| Ordinária | 4,15 | | | 3,87 | | | 4,79 | |
| Preferencial A | 4,15 | | | 3,87 | | | 4,79 | |
| Preferencial B | 4,56 | | | 4,25 | | | 5,26 | |

Receita Operacional Bruta

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

A receita operacional bruta da Companhia nos exercícios de 2012, 2011 e 2010 foi de R\$ 8.033,1 milhões, R\$ 7.046,1 milhões, R\$ 6.239,4 milhões, respectivamente, composta conforme detalhamento a seguir:

| | 31/12/2012 | AH% | AV% | 31/12/2011 | AH% | AV% | 31/12/2010 | AV% |
|--|------------------|------------|-------------|------------------|------------|-------------|------------------|-------------|
| Fornecimento de Energia | 2.635.296 | 24% | 33% | 2.131.400 | 3% | 30% | 2.061.618 | 33% |
| Receita de operação e manutenção | 2.339.996 | 16% | 29% | 2.009.993 | 1% | 29% | 1.982.207 | 32% |
| Remuneração financeira wacc | 295.300 | 143% | 4% | 121.407 | 53% | 2% | 79.411 | 1% |
| Disponibilidade da rede elétrica | 4.075.798 | 5% | 349% | 3.873.370 | 15% | 410% | 3.359.963 | 485% |
| Câmara de Comercialização de Energia - CCEE | 74.675 | 149% | 1% | 30.001 | -40% | 0% | 50.034 | 1% |
| Receita pela disponibilidade da rede elétrica | 4.075.798 | 5% | 51% | 3.873.370 | 15% | 55% | 3.359.963 | 54% |
| Receita de operação e manutenção | 4.067.517 | 5% | 51% | 3.871.578 | 15% | 55% | 3.358.472 | 54% |
| Remuneração financeira wacc | 8.281 | 362% | 0% | 1.792 | 20% | 0% | 1.491 | 0% |
| Receita de Construção da Infraestrutura da Concessão | 1.166.645 | 23% | 15% | 944.904 | 36% | 13% | 693.153 | 11% |
| Outras Receitas | 80.691 | 21% | 1% | 66.456 | -11% | 1% | 74.708 | 1% |
| Total | 8.033.105 | 14% | 100% | 7.046.131 | 13% | 100% | 6.239.476 | 100% |

Os fatores determinantes da variação da Receita Bruta foram:

- Crescimento da receita com fornecimento de energia e disponibilidade de uso da energia elétrica devido principalmente a:
 - ✓ Reajustes tarifários médio de 9,92% e 10,73%, fixados pela ANEEL, com vigência, respectivamente a partir de 22 de abril de 2011 e de 22 de abril de 2012.
 - ✓ Aumento do consumo de energia elétrica de 3,1%, em 2011, devido, principalmente: (i) crescimento normal de mercado (consumidores x consumo x tarifa), (ii) aumento no número de consumidores em decorrência do Programa de Universalização, o Programa Luz para Todos. Porém, em 2012, houve uma redução do consumo de energia elétrica de 317.202 MWh (-2,11%), devido, principalmente, a saída de clientes do mercado cativo (industrial e comercial) para o mercado livre.
 - ✓ A Companhia fechou o ano de 2012 com 5.219.029 contratos ativos em sua base de dados, um acréscimo de 137.042 contratos em relação a 2011 (5.081.987 contratos ativos).

Em atendimento ao Despacho ANEEL no. 1.618 de 23/04/2008, a Companhia efetuou a segregação da receita de distribuição/fornecimento de energia para a receita de comercialização/disponibilidade de uso, utilizando uma "turd média" calculada a partir da turd homologada para consumidores cativos.

- Crescimento da receita de construção da infra-estrutura de concessão em 23,47%, que não produz efeito líquido no resultado da empresa devido à sua contrapartida no custo. As receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria foram contabilizadas em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 17 – Contratos de Construção, que estabelece o tratamento contábil das receitas e despesas associadas aos contratos de construção.

A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deve registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

de operação –fornecimento de energia elétrica). A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infra-estrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infra-estrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infra-estrutura com partes não relacionada. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais. O efeito na receita operacional bruta, cuja contrapartida se encontra nas despesas operacionais, no mesmo valor, não gera nenhum efeito no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia.

Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções da receita operacional da Companhia são representadas pelos encargos setoriais (RGR, CDE, CCC, PEE, FNDCT, EPE e P&D) e tributários (PIS, COFINS, ICMS e ISS).

As deduções da receita operacional da Companhia nos anos de 2012, 2011 e 2010 foram de R\$ 2.219,5 milhões, R\$ 2.078,7 milhões e R\$ 1.845,2 milhões, respectivamente. O aumento de 13% em 2011 e baixa em 6,77% em 2012 é explicado pela reversão do saldo da conta da RGR – Reserva Global de Reversão extinto através da lei nº 12.783 de 11 de janeiro de 2013 e Despacho Aneel nº 34 de 10 de janeiro de 2013 no valor total de R\$ 35 MM.

Receita Operacional Líquida

Em 2012, a receita operacional líquida da Companhia acumulou R\$ 5.813,6 milhões, montante 17% superior à registrada em 2011 que foi de R\$ 4.967,3 milhões (R\$ 4.394,3 milhões em 2010), principalmente em função dos reajustes tarifários de 2011 e 2012 e dos investimentos em infra-estrutura da concessão.

Custo e Despesas do Serviço de Energia Elétrica

Os custos e despesas operacionais da Companhia nos anos de 2012, 2011 e 2010 têm a seguinte composição por natureza de gasto:

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

| | 31/12/2012 | AH% | AV% | 31/12/2011 | AH% | AV% | 31/12/2010 | AV% |
|--|--------------------|------------|-------------|--------------------|------------|-------------|--------------------|-------------|
| Pessoal e Administradores | (251.118) | 15% | 6% | (219.291) | 35% | 6% | (162.786) | 5% |
| Material | (18.211) | 52% | 0% | (11.992) | -13% | 0% | (13.731) | 0% |
| Serviços de terceiros | (379.407) | 37% | 10% | (277.039) | 18% | 7% | (233.980) | 7% |
| Taxa de fiscalização serviço energia –TFSEE | (9.122) | 2% | 0% | (8.944) | 8% | 0% | (8.250) | 0% |
| Energia elétrica comprada para revenda | (2.182.775) | 22% | 56% | (1.787.518) | 8% | 46% | (1.653.373) | 51% |
| Encargos de uso do sistema transmissão | (280.620) | 16% | 7% | (242.486) | 7% | 6% | (227.317) | 7% |
| Amortização | (256.254) | 9% | 7% | (234.202) | 14% | 6% | (206.042) | 6% |
| Arrendamentos e alugueis | (4.871) | 21% | 0% | (4.041) | 27% | 0% | (3.191) | 0% |
| Tributos | (3.426) | 15% | 0% | (2.988) | 46% | 0% | (2.047) | 0% |
| Provisão para créditos de liquidação duvidosa | (153.149) | 2% | 4% | (150.213) | 386% | 4% | (30.932) | 1% |
| Custo de construção da infraestrutura da Concessão | (1.166.645) | 23% | 30% | (944.904) | 36% | 24% | (693.153) | 21% |
| Outros | (56.186) | 49% | 1% | (37.646) | 45% | 1% | (25.951) | 1% |
| Total custos / despesas | (4.761.784) | 21% | 100% | (3.921.264) | 20% | 100% | (3.260.753) | 100% |

Pessoal e Administradores

As despesas com pessoal e administradores estão demonstradas abaixo:

| | 31/12/2012 | AH% | AV% | 31/12/2011 | AH% | AV% | 31/12/2010 | AV% |
|---|------------------|------------|-------------|------------------|------------|-------------|------------------|-------------|
| Remunerações | (133.565) | 12% | 61% | (119.529) | 8% | 55% | (110.186) | 68% |
| Encargos sociais | (65.511) | 12% | 30% | (58.501) | 21% | 27% | (48.336) | 30% |
| Entidade de Previdência Privada | (7.347) | 33% | 3% | (5.519) | -196% | 3% | 5.756 | -4% |
| Auxílio alimentação | (13.531) | 17% | 6% | (11.566) | 17% | 5% | (9.863) | 6% |
| Convênio assistencial e outros benefícios | (5.535) | -42% | 3% | (9.525) | 166% | 4% | (3.583) | 2% |
| Rescisões | (16.327) | 90% | 7% | (8.602) | 2% | 4% | (8.413) | 5% |
| Férias e 13º salário | (34.200) | 20% | 16% | (28.423) | -11% | 13% | (32.090) | 20% |
| Plano de saúde | (15.839) | -3% | 7% | (16.320) | 60% | 7% | (10.200) | 6% |
| Contencioso trabalhista | (18.151) | 4% | 8% | (17.464) | 83% | 8% | (9.554) | 6% |
| Participação nos resultados | (30.516) | 46% | 14% | (20.964) | 58% | 10% | (13.296) | 8% |
| Encerramento de ordem em curso | (4.159) | 8% | 2% | (3.834) | 70% | 2% | (2.254) | 1% |
| (-) Transferências para ordens | 93.563 | 16% | -43% | 80.956 | 2% | -37% | 79.233 | -49% |
| Total | (251.118) | 15% | 100% | (219.291) | 35% | 100% | (162.786) | 100% |

As variações identificadas na rubrica de despesas com pessoal estão impactadas pelos seguintes fatores: (i) reajustes salariais de 7,07% e 7,30%, oriundos, respectivamente, do acordo coletivo de trabalho de novembro de 2011 e 2012; (ii) Aporte de R\$ 2 milhões no fundo do Plano de Saúde conforme Acordo Coletivo de Trabalho de 2012; (iii) realização de acordos e condenações judiciais, decorrente de maior volume de processos judiciais finalizados; (iv) participação nos lucros e resultados apurada com base no cumprimento de objetivos individuais e corporativos em cada exercício social e (v) variação no número de empregados: 2010 – 2.541 empregados, 2011 – 2.533 empregados e 2012 – 2.516 empregados.

Serviços de Terceiros

As despesas com serviços de terceiros nos anos de 2012, 2011 e 2010 foram de R\$ 379,4 milhões, R\$ 277,0 milhões, R\$ 233,9 milhões, respectivamente. O aumento de 18% quando comparado com 2010 e de 37% quando comparado com 2011 é resultado principalmente: (i) aumento no quantitativo de serviços de corte e religação com a intensificação das ações de campo (cobrança domiciliar) e de

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

cobrança administrativa visando a redução da inadimplência; (ii) aumento no quantitativo de leitura de medidor e entrega de contas, influenciado pelo crescimento do número de consumidores; (iii) aumento no custo do outros serviços de terceiro devido, principalmente, a encerramento de ordens em curso, cobrança administrativo/negativação e manutenção de cadastro da Rede e (iv) aumento de outros custos devido, principalmente, ao crescimento das despesas com manutenção corretiva e poda de árvore.

Energia elétrica comprada para revenda

As despesas com energia elétrica comprada para revenda nos anos de 2012, 2011 e 2010 foram, respectivamente, de R\$ 2.182,7 milhões, R\$ 1.787,5 milhões e R\$ 1.653,3 milhões. O aumento na comparação entre os períodos de 22% e 8%, respectivamente em 2012 e 2011, quando comparado com o ano anterior, é explicado principalmente devido ao aumento no volume de energia comprada para revenda, em decorrência do crescimento de mercado no fornecimento de energia elétrica com aumento da despesa com energia.

Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão

As despesas com encargos de uso do sistema de transmissão nos anos de 2012, 2011 e 2010 foram, respectivamente, de R\$ 280,6 milhões, R\$ 242,5 milhões e R\$ 227,3 milhões. O aumento na comparação entre os períodos de 16% e 7%, respectivamente em 2012 e 2011, quando comparado com o ano anterior, é devido principalmente ao aumento na tarifa de uso do encargo do Sistema Interligado Nacional, conforme Resolução ANEEL nº. 1.316, de 26 de junho de 2012, com vigência a partir de 01 de julho de 2012.

Amortização

As despesas com amortização nos anos de 2012, 2011 e 2010 foram, respectivamente, de R\$ 256,2 milhões, R\$ 234,2 milhões e R\$ 206,0 milhões. O aumento na comparação entre os períodos de 9% e 14%, respectivamente em 2012 e 2011, quando comparado com o ano anterior, é devido principalmente ao aumento dos investimentos em ativos do sistema de subtransmissão e distribuição em decorrência do crescimento no mercado de energia e do avanço dos programas de universalização e Luz para Todos.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

As despesas com provisão para créditos de liquidação duvidosa cresceram nos exercícios de 2012 e 2011, quando comparados com o exercício anterior, respectivamente, 2% e 386%. Essa redução é justificada principalmente pela diminuição da inadimplência das classes Residencial e Residencial Baixa Renda, que havia sido impactado pelos novos critérios de fornecimento de energia

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

estabelecidos pela ANEEL através da Resolução 414/2010 que impede o corte para dívidas vencidas há mais de 90 dias e limita o período para execução do corte em até 10 dias após o reaviso.

Custos de construção da infra-estrutura de concessão

O crescimento dos custos de construção da infra-estrutura de concessão, quando comparado a variação entre os períodos 2012, 2011 e 2010, está relacionado ao aumento de investimentos em serviços de construção e melhoria da infra-estrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica.

Outros custos e despesas

Outros custos e despesas nos anos de 2012, 2011 e 2010 foram, respectivamente, de R\$ 56,2 milhões, R\$ 37,6 milhões e R\$ 25,9 milhões. O crescimento de 49% dessas despesas quando comparada a 2011 está relacionada, principalmente, ao crescimento das despesas com manutenção corretiva e poda de árvore.

Resultado Financeiro

| Receita Financeira | 31/12/2012 | AH% | AV% | 31/12/2012 | AH% | AV% | 31/12/2010 | AV% |
|--|------------------|-------------|-------------|------------------|-------------|-------------|------------------|-------------|
| Renda de aplicações financeiras | 18.330 | -46% | 6% | 34.112 | -8% | 11% | 37.191 | 11% |
| Juros, comissões e acréscimo moratório | 78.785 | 15% | 25% | 68.673 | 90% | 22% | 36.185 | 11% |
| Variação monetária | 44.436 | -26% | 14% | 59.948 | -22% | 19% | 77.259 | 23% |
| Variação cambial | 48.217 | 4% | 16% | 46.228 | -11% | 15% | 51.978 | 15% |
| Operações Swap | 69.086 | -12% | 22% | 78.191 | 46% | 25% | 53.589 | 16% |
| Outras receitas financeiras | 121.241 | 412% | 39% | 23.702 | -71% | 8% | 80.485 | 24% |
| Total | 380.095 | 22% | 100% | 310.854 | -8% | 100% | 336.687 | 100% |
| Despesa Financeira | 31/12/2012 | AH% | AV% | 31/12/2012 | AH% | AV% | 31/12/2010 | AV% |
| Encargos de dívida | (190.818) | 18% | 39% | (161.741) | 44% | 33% | (112.391) | 32% |
| Variação monetária | (66.004) | -7% | 13% | (70.764) | 39% | 14% | (51.065) | 14% |
| Variação cambial | (65.920) | -18% | 13% | (79.978) | 100% | 16% | (40.040) | 11% |
| Operações Swap | (79.088) | -21% | 16% | (100.150) | -7% | 20% | (107.493) | 30% |
| Outras despesas financeiras | (95.394) | 24% | 19% | (76.813) | 73% | 16% | (44.366) | 12% |
| Total | (497.224) | 2% | 100% | (489.446) | 38% | 100% | (355.355) | 100% |
| Resultado Financeiro Líquido | (117.129) | -34% | | (178.592) | 857% | | (18.668) | |

O resultado financeiro líquido, negativo, da Companhia foi de R\$ 117,1 milhões em 2012, 34% inferior em relação a 2011, quando o resultado foi de R\$ 178,6 milhões (R\$ 18,7 milhões em 2010). Essa variação decorre dos seguintes fatores:

- ✓ Receita com atualização financeira do ativo financeiro da Concessão;

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais

- ✓ Renda de aplicação financeira e outras receitas financeira inferior a 2011 devido a redução do saldo de caixa e aplicações.
- ✓ Maior atualização financeira do Contencioso Cível, Fiscal e Trabalhista.
- ✓ Multa regulatória referente a DIC/FIC e DMIC.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 129 milhões, comparadas com R\$ 117 milhões em 2011 (R\$ 169,2 milhões em 2010).

Lucro Líquido do Exercício

O lucro líquido em 2012 foi de R\$ 805,5 milhões, representando um aumento de 7% quando comparado com 2010, quando o resultado foi de R\$ 750,5 milhões (R\$ 945,7 milhões em 2010).

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro**10.2 - Os diretores devem comentar****a. resultados das operações do emissor, em especial:****i. descrição de quaisquer componentes importantes da receita**

A receita da Companhia é composta conforme demonstrado a seguir:

| Componentes da Receita Bruta (Valores em R\$ Mil) | | Exercício social terminado em: | | | | | | |
|---|-----|--------------------------------|-----------|------------|----------|------------|----------|------------|
| | | 31/12/2012 | % | 31/12/2011 | % | 31/12/2010 | % | 31/12/2009 |
| Fornecimento Faturado de Energia Elétrica | (a) | 6.122.274 | 8,02% | 5.667.837 | 13,28% | 5.003.539 | 11,16% | 4.501.103 |
| Fornecimento Não Faturado de Energia Elétrica | (b) | 75.620 | -7773,58% | -985 | -106,91% | 14.262 | 2128,51% | 640 |
| (-) Transferência para atividade de distribuição | (c) | -3.892.915 | 3,55% | -3.759.491 | 15,32% | -3.260.057 | 13,45% | -2.873.577 |
| Disponibilização do sistema de distribuição | (d) | 4.075.798 | 5,23% | 3.873.370 | 15,28% | 3.359.963 | 14,70% | 2.929.285 |
| Subvenção à tarifa social baixa renda | (e) | 330.317 | 47,44% | 224.040 | -26,40% | 304.394 | -2,53% | 312.310 |
| Receita de Construção | (f) | 1.166.645 | 23,47% | 944.904 | 36,32% | 693.153 | 9,72% | 631.724 |
| Outras receitas operacionais | | 155.366 | 61,07% | 96.457 | -22,35% | 124.222 | 63,45% | 75.999 |
| Total | | 8.033.105 | 14,01% | 7.046.131 | 12,93% | 6.239.476 | 11,87% | 5.577.484 |

Fonte: DFP

- (a) Fornecimento Faturado de Energia Elétrica: Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica medida e faturada para o consumidor cativo.
- (b) Fornecimento Não Faturado de Energia Elétrica: Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica entregue e não faturada ao consumidor, calculada em base estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.
- (c) Transferência para atividade de distribuição: Em atendimento ao Despacho ANEEL n° 1.618 de 23/04/2008, a Companhia efetua a segregação da receita de comercialização e distribuição.
- (d) Disponibilização do sistema de distribuição: Receita com a cobrança de tarifa pelo uso do sistema da rede de distribuição aos consumidores livres.
- (e) Subvenção à tarifa social baixa renda: Subvenção econômica com a finalidade de contribuir para a modicidade da tarifa de fornecimento de energia elétrica aos consumidores finais integrantes da subclasse residencial baixa renda.
- (f) Receita de construção: Serviços de construção ou melhoria da infra-estrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

| Valores em Reais Mil | Exercício social terminado em: | | | | | | |
|---------------------------------------|--------------------------------|---------------|-------------------|---------------|-------------------|---------------|-------------------|
| | 31/12/2012 | % | 31/12/2011 | % | 31/12/2010 | % | 31/12/2009 |
| Receita Bruta | 8.033.105 | 14,01% | 7.046.131 | 12,93% | 6.239.476 | 11,87% | 5.577.484 |
| Deduções da Receita Bruta | -2.219.491 | 6,77% | -2.078.773 | 12,66% | -1.845.152 | 16,68% | -1.581.358 |
| Receita Líquida | 5.813.614 | 17,04% | 4.967.358 | 13,04% | 4.394.324 | 9,96% | 3.996.126 |
| Custos e Despesas Operacionais | -4.761.784 | 21,43% | -3.921.264 | 20,26% | -3.260.753 | 12,37% | -2.901.839 |
| Pessoal e Administradores | -251.118 | 14,51% | -219.291 | 34,71% | -162.786 | -0,30% | -163.272 |
| Material | -18.211 | 51,86% | -11.992 | -12,66% | -13.731 | -0,07% | -13.741 |
| Serviço de Terceiros | -379.407 | 36,95% | -277.039 | 18,40% | -233.980 | 27,35% | -183.727 |
| Energia Elétrica Comprada | -2.182.775 | 22,11% | -1.787.518 | 8,11% | -1.653.373 | 11,84% | -1.478.277 |
| Encargos Uso Sistema de Transmissão | -280.620 | 15,73% | -242.486 | 6,67% | -227.317 | 14,95% | -197.756 |
| Amortização | -256.254 | 9,42% | -234.202 | 13,67% | -206.042 | 19,43% | -172.517 |
| Provisões Líquidas | -79.318 | -13,36% | -91.547 | 190,90% | -31.470 | 108,83% | -15.070 |
| Despesa de Construção | -1.166.645 | 23,47% | -944.904 | 36,32% | -693.153 | 9,72% | -631.724 |
| Outras Despesas | (147.436) | 31,31% | (112.285) | 188,64% | -38.901 | -14,98% | -45.755 |
| Resultado do Serviço | 1.051.830 | 0,55% | 1.046.095 | -7,72% | 1.133.571 | 3,59% | 1.094.287 |

Fonte: DFP

Principais fatores que influenciaram os resultados operacionais de 2012:

- Reajuste médio das tarifas de fornecimento de energia elétrica de 10,73% em abril de 2012.
- Redução das vendas de energia elétrica em 317 GWh influenciado por:
 - Retração do mercado (consumidores x consumo x tarifa);
 - A classe industrial cativa registrou decréscimo, tendo em vista a migração de 14 consumidores ao longo do ano para o Ambiente de Contratação Livre (ACL).
- Aumento dos tributos incidentes sobre a receita (PIS, COFINS, ICMS e ISS).
- Aumento do custo com energia elétrica comprada para revenda, influenciado por:
 - Redução da energia contratada em decorrência da frustração de alguns contratos, cujos empreendimentos de geração não foram concluídos na data prevista;
 - A energia foi adquirida a um custo médio acumulado de R\$115,60/MWh, 12,04% acima do realizado no ano anterior que foi de R\$ 103,18/MWh para o mesmo período.
- Aumento dos encargos de uso do sistema de transmissão devido principalmente ao incremento na tarifa de uso do encargo do Sistema Interligado Nacional, reajustado anualmente.
- Redução dos encargos setoriais do setor elétrico, que são contribuições definidas em Lei como parte das políticas de Governo para o Setor Elétrico. Seus valores são

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL, para efeito de recolhimento pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de fornecimento de energia elétrica.

- Aumento da despesa com pessoal devido principalmente ao efeito do reajustes salarial 2010/2011 sobre as remunerações, provisões de férias, 13º salário e encargos sociais.
- Aumento das despesas com provisões líquidas, explicada principalmente pelo crescimento das despesas com provisão para devedores duvidosos em função das mudanças promovidas pela Resolução ANEEL 414/10, que estabeleceu restrições ao corte de consumidores, além da perda da condição de baixa renda de consumidores que não efetuaram o cadastramento nos prazos legais, exigindo da Companhia um esforço acentuado no processo de cobrança e no reconhecimento de novas provisões.
- Em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 17, a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infra-estrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infra-estrutura com partes não relacionada. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

Principais fatores que influenciaram os resultados operacionais de 2011:

- Reajuste médio das tarifas de fornecimento de energia elétrica de 13,12% em abril de 2011.
- Aumento das vendas de energia elétrica em 458 GWh influenciado por:
 - Crescimento vegetativo de mercado (consumidores x consumo x tarifa);
 - Aumento no número de consumidores em decorrência dos Programas de Universalização, incluindo o Programa Luz para Todos.
- Aumento dos tributos incidentes sobre a receita (PIS, COFINS, ICMS e ISS).
- Aumento do custo com energia elétrica comprada para revenda, influenciado por:

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

- Aumento no volume de energia comprada para revenda, em decorrência do crescimento de mercado no fornecimento de energia elétrica;
 - Reajuste anual dos preços da energia comprada para revenda;
- Aumento dos encargos de uso do sistema de transmissão devido principalmente ao incremento na tarifa de uso do encargo do Sistema Interligado Nacional, reajustado anualmente.
- Aumento dos encargos setoriais do setor elétrico, que são contribuições definidas em Lei como parte das políticas de Governo para o Setor Elétrico. Seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL, para efeito de recolhimento pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de fornecimento de energia elétrica.
- Aumento da despesa com pessoal devido principalmente ao efeito do reajustes salarial 2010/2011 sobre as remunerações, provisões de férias, 13º salário e encargos sociais.
- Aumento das despesas com provisões líquidas, explicada principalmente pelo crescimento das despesas com provisão para devedores duvidosos em função das mudanças promovidas pela Resolução ANEEL 414/10, que estabeleceu restrições ao corte de consumidores, além da perda da condição de baixa renda de 1,2 milhão de consumidores que não efetuaram o cadastramento nos prazos legais, exigindo da Companhia um esforço acentuado no processo de cobrança e no reconhecimento de novas provisões.
- Em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 17, a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infra-estrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infra-estrutura com partes não relacionada. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

Principais fatores que influenciaram os resultados operacionais de 2010:

- Reajuste tarifário de fornecimento de energia elétrica de 8,09% em abril de 2010.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

- Aumento do consumo de energia elétrica influenciado por:
 - Crescimento vegetativo de mercado (consumidores x consumo x tarifa);
 - Aumento no número de consumidores em decorrência dos Programas de Universalização, incluindo o Programa Luz para Todos.
- Constituição/Reversão de ativos e passivos regulatórios decorrentes dos reajustes e revisão tarifária.
- Aumento dos tributos incidentes sobre a receita (PIS, COFINS, ICMS e ISS).
- Aumento do custo com energia elétrica comprada para revenda influenciado por:
 - Aumento no volume de energia comprada para revenda, em decorrência do crescimento de mercado no fornecimento de energia elétrica;
 - Reajuste anual dos preços da energia comprada para revenda;
 - Aumento da quota de custeio de energia elétrica referente ao PROINFA, homologado pela ANEEL;
 - Novos contratos de compra de energia elétrica (hidráulicas e térmicas), firmados em função do crescimento do mercado, cujo preço se apresenta mais elevado em comparação com os contratos provenientes de energia existente (fontes hidráulicas).
- Aumento dos encargos de uso do sistema de transmissão devido principalmente ao aumento na tarifa de uso do encargo do Sistema Interligado Nacional, reajustado anualmente.
- Aumento dos encargos setoriais do setor elétrico, que são contribuições definidas em Lei como parte das políticas de Governo para o Setor Elétrico. Seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL, para efeito de recolhimento pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de fornecimento de energia elétrica.
- Aumento da despesa com pessoal devido principalmente aos efeitos dos reajustes salariais 2006/2007/2008/2009 sobre as remunerações, provisões de férias, 13º salário e encargos sociais, acréscimos de despesas com horas extras e com o pagamento de indenizações trabalhistas decorrente de acordos judiciais para liquidação de contingências.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

b. variações das receitas atribuíveis a modificações de preços, taxas de câmbio, inflação, alterações de volumes e introdução de novos produtos e serviços

As tarifas de energia elétrica são fixadas pela ANEEL para cada concessionária conforme características específicas de sua área de concessão (território geográfico onde cada empresa é contratualmente obrigada a fornecer energia elétrica), refletindo peculiaridades de cada região, como número de consumidores, quilômetros de rede, tamanho do mercado (quantidade de energia atendida por uma determinada infra-estrutura), custo da energia comprada, tributos estaduais e outros.

Em conformidade com a cláusula sétima do Contrato de Concessão da COELBA, o Poder Concedente procederá, a cada 05 anos, as revisões dos valores das tarifas de comercialização de energia, alterando-as para mais ou para menos, de forma a assegurar a adequada prestação dos serviços concedidos e a manutenção do equilíbrio econômico-financeiro do contrato. Para este fim, o Poder Concedente deve considerar as alterações na estrutura de custos e de mercado da concessionária, os níveis de tarifas observados em empresas similares no contexto nacional e internacional, os estímulos à eficiência e a modicidade das tarifas.

A cláusula sétima do contrato de concessão nº. 010/97 da COELBA, prevê também que o Poder Concedente procederá, anualmente, o reajuste dos valores das tarifas aplicáveis à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica, aplicando fórmula paramétrica contratual, onde são observadas as variações dos custos não gerenciáveis da concessionária (Parcela A - compra de energia, encargos e tributos) e a variação anual do IGPM, o qual reajusta os custos gerenciáveis (Parcela B - custos de operação e manutenção, depreciação e remuneração de capital), que compõem a Receita da Concessionária.

Resumimos abaixo os detalhes dos três últimos reajustes tarifários, ocorridos nos exercícios de 2010, 2011 e 2012.

2010

Reajuste Tarifário

A ANEEL fixou em 8,09% o índice de reajuste das tarifas, resultado do Reajuste Tarifário de 2010, com vigência desde 22 de abril de 2010, sendo 4,82% relativos ao reajuste tarifário anual e 3,26% aos componentes financeiros.

O percentual percebido na conta dos consumidores cativos foi em média de 5,54%, sendo de 5,26% para os consumidores atendidos em baixa tensão, que representam 99% dos clientes e inclui os

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

clientes residenciais. Já para os consumidores cativos industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram aumento de 6,07%, em média.

Composição da Tarifa

Os encargos setoriais e tributos continuam tendo uma grande participação nos custos da tarifa de energia elétrica, representando 32% da mesma. Já as despesas com a compra e transmissão de energia respondem por 38%. Cabe à COELBA os 30% restantes para cobrir os custos de operação, manutenção, administração do serviço e investimentos.

2011

Reajuste Tarifário

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.142 de 19 de abril de 2011, publicada no Diário Oficial da União do dia 20 de abril de 2011, homologou o resultado do Reajuste Tarifário anual da Companhia, em 13,12%, sendo 8,47% relativo ao reajuste econômico e de 4,65% relativo aos componentes financeiros, o que corresponde a um efeito médio de 9,92% a ser percebido pelos consumidores cativos.

As novas tarifas entraram em vigor a partir do dia 22 de abril de 2011 com vigência até 21 de abril de 2012. Os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram reajuste médio de 10,16%. Para os consumidores atendidos em baixa tensão, que inclui os consumidores residenciais e de baixa renda, o aumento médio foi de 9,79%.

Em face do encerramento de componentes financeiros do reajuste anterior, o percentual percebido na conta dos consumidores cativos foi em média de 9,92%, sendo de 9,79% para os consumidores atendidos em baixa tensão, que representam 99% dos clientes e inclui os clientes residenciais. Já para os consumidores cativos industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, o aumento foi de 10,16%, em média.

2012

Reajuste Tarifário

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.282 de 17 de abril de 2012, fixou em 10,73% o índice de reajuste das tarifas, resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com vigência a partir de 22 de abril de 2012, sendo 7,53% relativos ao reajuste tarifário anual e 3,19% aos componentes financeiros. A variação percentual média percebida na conta dos consumidores cativos foi em média de 6,57%, sendo de 6,15% para os consumidores atendidos em baixa tensão, que representam mais de 99%

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

dos clientes e inclui os clientes residenciais. Já para os consumidores cativos industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, tiveram aumento de 7,36%, em média.

c. impacto da inflação, da variação de preços dos principais insumos e produtos, do câmbio e da taxa de juros no resultado operacional e no resultado financeiro do emissor

A situação financeira e o resultado das operações da Companhia são afetados: (i) pela inflação, (ii) pelas oscilações nas tarifas cobradas dos consumidores e os encargos setoriais ambos homologados anualmente pela ANEEL e (iii) pelas tarifas praticadas nos leilões de venda de energia que refletem oferta e demanda, além das características da fonte da energia comercializada.

Os principais indicadores de inflação que influenciam as operações realizadas pela Companhia são: IGP-M, índice que reajusta parte das tarifas de fornecimento de energia elétrica e IPCA, índice que reajusta os contratos de energia no ambiente de contratação regulada.

Tarifas reguladas de distribuição de energia

O resultado das operações da Companhia é afetado significativamente por mudanças nas tarifas reguladas de energia elétrica. Mais especificamente, a maior parte da receita é derivada da venda de energia elétrica para consumidores finais cativos com base em tarifas reguladas.

Em 2012, as vendas para consumidores finais cativos representaram 90,7% da quantidade de energia distribuída e 76,2% da receita operacional, em comparação com 95,60% e 80,4% em 2011 (95,20 % da energia distribuída e 80,2% da receita operacional de 2010). Essas proporções podem diminuir se os clientes migrarem da situação de consumidores finais cativos para consumidores livres. Dessa forma as receitas operacionais e margens dependem substancialmente do processo de revisão das tarifas.

Reajuste tarifário anual

Os aumentos de tarifas de distribuição se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos diferenciados em função do mercado de referência utilizado em cada reajuste tarifário ou revisão tarifária periódica. A tabela a seguir apresenta o aumento médio em termos percentuais de cada reajuste anual de 2010 a 2012. O aumento percentual das tarifas reflete não só a taxa da inflação brasileira, como as variações no custo de compra de energia, nos encargos setoriais incidentes e o crescimento de mercado.

- Em 22 de abril de 2012 – 10,73%
- Em 22 de abril de 2011 – 13,12%

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

- Em 22 de abril de 2010 – 8,09%

Tarifas de compra de energia

Os preços da energia elétrica adquirida pela Companhia nos termos de contratos de longo prazo firmados no ambiente de contratação regulada são (i) aprovados pela ANEEL, no caso de contratos assinados antes do Novo Modelo do Setor Elétrico, e (ii) determinados em leilões para aqueles assinados após o Novo Modelo, enquanto os preços da energia elétrica comprada no ambiente de contratação livre baseiam-se em índices de mercado prevalentes, de acordo com o contrato bilateral.. Os preços nos contratos de longo prazo são corrigidos anualmente para refletir os aumentos em determinados custos de geração e a inflação. A maioria dos contratos tem reajustes vinculados ao reajuste anual nas tarifas de distribuição, de forma que os aumentos de custos são repassados aos consumidores por meio de aumentos de tarifas. Como uma crescente parcela da energia elétrica é adquirida em leilões públicos, o êxito das estratégias nesses leilões afeta as margens e a exposição ao risco de preço de mercado, uma vez que a capacidade de repassar os custos de aquisição de energia elétrica estará vinculada ao êxito na projeção da expectativa de demanda. Em 2012, a energia contratada para atender a demanda da Companhia totalizou 18.477 GWh, uma redução de 0,15% em comparação com 18.504 GWh em 2011 (4,1% em comparação com 17.743 GWh em 2010). Essa energia foi adquirida a um custo médio acumulado de R\$ 116,57/MWh, 12,98% acima do realizado no ano anterior que foi de R\$ 103,18/MWh (R\$ 104,334/MWh em 2009).

Empréstimos e debêntures

A Companhia possui empréstimos e debêntures indexadas ao dólar e contratou instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial utilizando *swap* dólar para CDI e IGP-M, de forma que os ganhos e perdas dessas operações decorrentes da variação cambial sejam compensados pelos ganhos e perdas equivalentes das dívidas em moeda nacional.

As dívidas da Companhia, conforme descrito no item 5.1, estão sujeitas à variação das taxas de juros no mercado e, portanto, na hipótese de elevação das taxas de juros, as despesas financeiras da Companhia também aumentarão, afetando negativamente a capacidade de pagamento da Companhia.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

| Valores em Reais Mil | Exercício social terminado em: | | | | | | |
|---|--------------------------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|----------------|-----------------|
| | 31/12/2012 | % | 31/12/2011 | % | 31/12/2010 | % | 31/12/2009 |
| Receita Financeira | 380.095 | 22,27% | 310.854 | -7,67% | 336.687 | 9,34% | 307.937 |
| Renda de aplicações financeiras | 18.330 | -46,27% | 34.112 | -8,28% | 37.191 | 33,06% | 27.951 |
| Juros, comissões e acréscimo moratório de energia | 78.785 | 14,72% | 68.673 | 89,78% | 36.185 | 3,24% | 35.050 |
| Variação monetária, cambial e swap | 161.739 | -12,27% | 184.367 | 0,84% | 182.826 | -2,11% | 186.768 |
| Outras receitas financeiras | 121.241 | 411,52% | 23.702 | -70,55% | 80.485 | 38,37% | 58.168 |
| Despesa Financeira | -497.224 | 1,59% | -489.446 | 37,73% | -355.355 | 6,03% | -335.144 |
| Encargos de dívida | -190.818 | 17,98% | -161.741 | 43,91% | -112.391 | 42,94% | -78.629 |
| Remuneração financeira passivos regulatórios | - | 100,00% | - | 100,00% | -2.895 | -100,00% | - |
| Variação monetária, cambial e swap | -211.012 | -15,90% | -250.892 | 26,33% | -198.598 | -8,43% | -216.884 |
| Outras despesas financeiras | -95.394 | 24,19% | -76.813 | 85,22% | -41.471 | 4,64% | -39.631 |
| Resultado Financeiro | -117.129 | -34,42% | -178.592 | 856,67% | -18.668 | -31,39% | -27.207 |

Fonte: DFP

2010

No âmbito internacional, o ano de 2010 foi marcado pela turbulência de alguns países da Europa e pela persistência do baixo crescimento da economia norte-americana. Em relação à economia brasileira, o ano foi de aquecimento, tendo o produto interno bruto apresentado a maior alta desde 1986, atingindo um crescimento de 7,5%.

Assim como o Brasil, a economia baiana, segundo informações da SEI – Superintendência de Estudos Econômicos e Sociais da Bahia, apresentou expansão significativa na atividade econômica, com taxa de crescimento de 7,5% no PIB como reflexo do excelente desempenho de todos os setores econômicos da economia baiana, com destaque para a indústria de transformação, construção civil, agropecuária e serviços.

A taxa inflacionária, medida pelo IPCA (Índice de Preço ao Consumidor Amplo), fechou o ano em 5,91%, resultado 1,60 ponto percentual acima da taxa de 2009 (4,31%). Este resultado foi puxado principalmente pelo aumento no preço de alimentos, commodities e alguns serviços. O IGP-M acumulado terminou o ano em 11,32%, registrando a maior variação desde 2004, quando chegou a 12,42%. Neste contexto, o Comitê de Política Monetária (Copom), pressionado pela alta da inflação, adotou uma política restritiva e elevou gradualmente a taxa básica de juros (Selic) de 9,05%a.a em 2009 para 10,75%a.a em 2010.

A taxa de câmbio fechou 2010 em R\$/US\$ 1,67 apontando uma valorização do real frente ao dólar de 4,31% quando comparada a 2009. Os principais fatores que impulsionaram a cotação do real foram o volume de commodities exportadas e o bom desempenho brasileiro durante a crise financeira mundial.

2011

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

Para 2011, de acordo com o IPEA – Instituto de Pesquisa Econômica Aplicada estima-se que o PIB Brasileiro registre um crescimento de 3% ante 7,5% em 2010. Já a economia baiana apresentou um crescimento de 2,5% do PIB em 2011. A crise mundial que desacelerou o crescimento da economia brasileira aparece como responsável pelo baixo crescimento da economia baiana. Os setores de serviços e agropecuária foram os principais responsáveis pelo crescimento do estado.

O ano de 2011 foi um período em que o país decidiu controlar gastos, iniciou uma ainda tímida reforma fiscal e desacelerou o crescimento desafiado pela crise mundial.

O governo retirou os estímulos fiscais no ano passado e o Banco Central brasileiro começou a elevar os juros para conter as altas de preços. Apesar disso, a economia perdeu força e a inflação, medida oficialmente pelo IPCA, fechou 2011 em 6,5%, dentro da meta do governo, e acima da taxa de 2010 (5,91%) em 0,59 ponto percentual.

A taxa de câmbio fechou 2011 em R\$/U\$ 1,88 apontando uma desvalorização do real frente ao dólar de 12,6% quando comparada a 2010, tendo como um dos principais fatores a crise européia.

O IGP-M acumulado em 2011 encerrou em 5,1% registrando uma forte desaceleração em relação a 2010 que foi de 11,3%, justificado principalmente pela depreciação nos preços das commodities. Vale ressaltar, que este índice impacta diretamente o reajuste das tarifas de energia elétrica.

2012

A previsão dos analistas para o crescimento do PIB em 2012, segundo pesquisa semanal feita pelo Banco Central com cerca de cem bancos e consultorias, recuou para 0,98%, ficando abaixo do 1,0% pela primeira vez. Já a economia baiana deve apresentar um crescimento de 2,5% do PIB em 2012. As questões como redução do cambio internacional, baixo investimentos em infraestrutura, alta carga tributária e baixa produtividade são os principais pontos negativos na indústria da Bahia para 2012.

A inflação oficial, medida pelo Índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo (IPCA), fechou o ano de 2012 em 5,84%. A taxa ficou abaixo da registrada em 2011, quando houve uma alta de preços de 6,5%, e dentro da meta estabelecida pelo governo brasileiro, que varia entre 2,5% e 6,5%. O resultado, no entanto, ficou acima do centro da meta, que é 4,5%. O principal responsável pela inflação de 2012 foi o grupo de despesas alimentos, que registrou uma inflação de 9,86% e respondeu por quase metade da taxa total do IPCA. O grupo de despesas pessoais também teve impacto importante, com alta de preços de 10,17% no ano. Já os transportes tiveram a menor taxa: 0,48%.

A taxa de câmbio fechou 2012 em R\$/U\$ 2,04 apontando uma desvalorização do real frente ao dólar de 9,4% quando comparada a 2011, tendo como um dos principais fatores a crise européia.

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro

O IGP-M, muito usado na correção dos aluguéis, fechou 2012 com variação de 7,8%, registrando crescimento de 2,7 pontos percentuais em relação a 2012 (5,1%) e o mais elevado patamar desde 2010. A inflação acelerou sem ter como componente a alta excessiva da demanda. Vale ressaltar, que este índice impacta diretamente o reajuste das tarifas de energia elétrica.

10. Comentários dos diretores / 10.3 - Efeitos relevantes nas DFs

10.3 - Os diretores deve comentar os efeitos relevantes que os eventos abaixo tenham causado ou se espera que venham a causar nas demonstrações financeiras do emissor e em seus resultados:

a. Introdução ou alienação de segmento operacional

Não aplicável. Não houve, nos últimos três exercícios sociais, aquisição ou alienação de segmentos operacionais que tenha causado alterações relevantes nas demonstrações financeiras da Companhia. Não há previsão de introdução ou alienação de segmento operacional.

b. constituição, aquisição ou alienação de participação societária

Não aplicável. Não houve, nos últimos três exercícios sociais constituição, aquisição ou alienação de participação societária.

c. eventos ou operações não usuais

Não aplicável. Não houve, nos últimos três exercícios sociais eventos ou operações não usuais.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

10.4 - Os diretores devem comentar

a. mudanças significativas nas práticas contábeis

Não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis para o exercício findo em 31/12/2012.

As demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011 foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

A promulgação das Leis nº. 11.638/07 e 11.941/09 instaurou para as companhias abertas, o processo de convergência às normas internacionais de contabilidade com a emissão pelo CPC e a aprovação dos órgãos reguladores contábeis brasileiros, de diversos pronunciamentos, interpretações e orientações contábeis em duas etapas: a primeira etapa, desenvolvida e aplicada em 2008 com a adoção dos pronunciamentos técnicos CPC 00 a 14 (revogado a partir de 2010) e a segunda com a emissão em 2009 dos pronunciamentos técnicos CPC 15 a 43 (à exceção do 34), com adoção obrigatória para 2010, com efeito retroativo para 2009 para fins comparativos.

As demonstrações financeiras para o exercício findo em 31 de dezembro de 2010 foram às primeiras apresentadas de acordo com esses novos pronunciamentos contábeis. A Companhia preparou o seu balanço de abertura com a transição iniciada em 1º de janeiro de 2009.

Isenções adotadas

Na preparação das demonstrações financeiras da data de transição de acordo com o CPC 43 – Adoção Inicial dos CPC's 15 a 40, a Companhia aplicou as exceções obrigatórias e certas isenções opcionais de aplicação retrospectiva dos novos pronunciamentos contábeis.

Isenções da aplicação retrospectiva completa escolhida pela Companhia

A Companhia adotou a utilização das seguintes isenções opcionais de aplicação retrospectiva completa:

- Isenção relativa à classificação de instrumentos financeiros: a Companhia optou por classificar e avaliar seus instrumentos financeiros de acordo com o CPC 38 na data de transição dos novos CPC's. Não foram realizadas análises retroativas à data original de contratação dos instrumentos financeiros vigentes na data de transição. Todos os instrumentos financeiros contratados após a data de transição foram analisados e classificados na data de contratação das operações.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

- Isenção relativa à aplicação retroativa do ICPC 01: a Companhia considerou impraticável re-mensurar, individualmente, os ativos que compõem a infra-estrutura utilizada na concessão do serviço público nas suas datas de aquisição, optando pelo método do valor residual para mensurar: (i) o ativo intangível, correspondente a parcela estimada dos investimentos realizados que serão amortizados até o final da concessão e (ii) o ativo financeiro indenizável, correspondente ao direito contratual incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro do concedente pelos serviços de construção efetuados e não amortizados até o final da concessão.
- Isenção para mensuração dos benefícios a empregados: a Companhia optou por reconhecer todos os ganhos e perdas atuariais decorrentes de planos de benefícios a empregados na data de adoção inicial dos novos CPC's contra lucros acumulados. A partir desta data, a Companhia reconhece os ganhos e perdas atuariais seguindo a regra do corredor, ou seja, os ganhos e perdas somente serão reconhecidos na extensão que superarem 10% dos ativos do plano ou 10% do passivo de benefício a empregados projetado acumulado.

Em 28 de dezembro de 2007, foi aprovada a Lei 11.638/07 que introduziu alterações relevantes na Lei das Sociedades Anônimas no que tange à preparação e divulgação das demonstrações financeiras, com vigência a partir de 01 de janeiro de 2008.

Essa nova Lei representa um grande passo no processo de harmonização das normas contábeis brasileiras em relação às normas internacionais de contabilidade (IFRS).

Algumas das principais alterações ou novos requerimentos estão apresentadas a seguir:

- Obrigatoriedade da apresentação da demonstração dos fluxos de caixa em substituição a demonstração das origens e aplicações de recursos;
- Inclusão da Demonstração do Valor Adicionado;
- Distingue as demonstrações contábeis daquelas elaborados para fins de atendimento a legislação tributária;
- Foram criados dois subgrupos de contas sendo o Intangível no ativo permanente e os ajustes de avaliação patrimonial, no patrimônio líquido;
- Estabelece novos critérios para a classificação e a avaliação das aplicações em instrumentos financeiros, inclusive derivativos;
- Introdução do conceito de ajuste a valor presente para operações ativas e passivas de longo prazo e para as relevantes de curto prazo;
- Introduz a obrigatoriedade de efetuar periodicamente análise para verificar o grau de recuperação dos valores registrados no ativo imobilizado, intangível e diferido;

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

- Nas operações de combinação de empresas entre partes não relacionadas, todos os ativos e passivos da incorporada, cindida ou fusionada deverão ser identificados, avaliados e contabilizados a valor de mercado;
- Determina que as normas a serem expedidas pela Comissão de valores mobiliários devem ser elaboradas em consonância com as normas internacionais de contabilidade;
- Torna obrigatória a manutenção de escrituração e preparação das demonstrações financeiras de sociedades de grande porte com observância as disposições da lei societária e exige a auditoria independente dessas demonstrações por auditores registrados na Comissão de Valores Mobiliários.

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

Alguns procedimentos técnicos e interpretações emitidas pelo CPC foram revisados e têm a sua adoção obrigatória para o período iniciado em 01/01/2012.

Segue abaixo a avaliação da Companhia dos impactos das alterações destes procedimentos e interpretações:

ICPC 08 (R1) – Contabilização da proposta de pagamento de dividendos – aprovado pela Deliberação CVM Nº 683, de 30 de agosto de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

ICPC 09 (R1) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método da Equivalência Patrimonial – aprovado pela Deliberação CVM Nº 687, de 04 de outubro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 17 (R1) - Contratos de Construção - aprovado pela Deliberação CVM Nº 691, de 08 de novembro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 18 (R2) - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto - aprovado pela Deliberação CVM Nº 696, de 13 de dezembro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 19 (R2) - Negócios em Conjunto - aprovado pela Deliberação CVM Nº 694, de 23 de novembro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 30 (R1) - Receitas - aprovado pela Deliberação CVM Nº 692, de 08 de novembro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia. CPC 33(R1) - Benefícios a Empregados - aprovado pela Deliberação CVM Nº 695, de 13 de dezembro de 2012. A

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

revisão desta norma engloba alterações como a remoção do mecanismo do corredor, o conceito de retornos esperados sobre ativos do plano e esclarecimentos sobre valorizações e desvalorizações. Esta revisão entrará em vigor para os períodos anuais iniciados em 1º. de janeiro de 2013. A Companhia está avaliando os impactos futuros da adoção dessas emendas sobre as demonstrações financeiras a serem emitidas a partir da data de vigência.

CPC 35 (R2) - Demonstrações Separadas - aprovado pela Deliberação CVM Nº 693, de 08 de novembro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 36 (R3) - Demonstrações Consolidadas - aprovado pela Deliberação CVM Nº 698, de 20 de dezembro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 40 (R1) (IFRS 7)- Instrumentos Financeiros: Evidenciação - aprovado pela Deliberação CVM Nº 684, de 30 de agosto de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 45 (IFRS 12) - Divulgação de Participações em Outras Entidades - aprovado pela Deliberação CVM Nº 697, de 13 de dezembro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 46 (IFRS 13) - Mensuração do Valor Justo - aprovado pela Deliberação CVM Nº 699, de 20 de dezembro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

Os principais ajustes decorrentes dos novos pronunciamentos contábeis que afetaram as demonstrações financeiras da Companhia de 31/12/2010 foram:

(1) Estrutura conceitual para a elaboração e apresentação das demonstrações contábeis (CPC Estrutura Conceitual). As Companhias devem elaborar suas demonstrações financeiras de acordo com esse pronunciamento, que dentre outros conceitos, estabelece as bases para reconhecimento de ativos, passivos, receitas e despesas. As diferenças entre os valores estimados incluídos no cálculo da tarifa de energia elétrica e os efetivamente incorridos pela Companhia, reconhecidos antes da aplicação dos novos CPCs como ativos e passivos regulatórios não são, de acordo com esse pronunciamento, reconhecidos no balanço patrimonial, por não atenderem à definição de ativos e/ou passivos.

Como consequência, os saldos de ativos e passivos regulatórios contabilizados antes da data de adoção inicial dos novos CPC's foram reconhecidos contra lucros acumulados e resultado do período corrente, de acordo com o período de competência.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

(2) Custos de empréstimos (CPC 20) – A prática contábil adotada pela Companhia foi modificada para refletir o requerimento de capitalização de custos de empréstimos atribuíveis à aquisição, construção ou produção de ativo qualificável como parte do custo do ativo.

O montante dos custos de empréstimos elegíveis a capitalização foi definido pela Companhia pela aplicação da taxa média ponderada sobre os gastos do ativo intangível em fase de construção.

A Companhia adotou esta prática para os períodos contábeis iniciados a partir de 1º de janeiro de 2009.

(3) Contabilização da proposta de pagamento de dividendos (ICPC 08) – Esta interpretação esclarece que a declaração de dividendos, excedente ao mínimo obrigatório, após o período contábil a que se referem às demonstrações contábeis não devem ser reconhecidos como passivo, em virtude de não atenderem aos critérios de obrigação presente na data das demonstrações contábeis como definido no pronunciamento Técnico CPC 25 – Provisões, Passivos Contingentes e Ativos.

Os dividendos declarados e não pagos, excedentes ao mínimo obrigatório, referentes aos exercícios de 2008 e 2009 foram reconhecidos como ajuste na mutação do patrimônio líquido e foram revertidos na conta de dividendos a pagar, no balanço patrimonial, onde estavam originalmente apresentados de acordo com as regras anteriores.

(4) Contratos de Concessão (ICPC 01 e OCPC 05) - Estas normas orientam os concessionários sobre a forma de contabilização de concessões de serviços públicos a entidades privadas e define os princípios gerais de reconhecimento e mensuração das obrigações e direitos relacionados aos contratos de concessão de serviços.

Em decorrência da adoção dessas normas e resultante do contrato de concessão de serviços públicos de energia elétrica, que lhe dá o direito de cobrar pelo uso da infra-estrutura da concessão, a Companhia reconheceu: (i) um ativo intangível que corresponde à cessão de uso dos bens que compõem a infra-estrutura necessária para a realização dos serviços públicos, e (ii) um ativo financeiro correspondente ao valor devido, direta ou indiretamente, pelo concedente.

O ativo intangível reconhecido como remuneração pela prestação de serviços de construção ou melhorias está mensurado pelo valor justo mediante o reconhecimento inicial. Após o reconhecimento inicial, o ativo intangível está mensurado pelo custo, o qual inclui os custos de empréstimos capitalizados e deduzidos da amortização acumulada.

O ativo financeiro está classificado como instrumento financeiro disponível para venda, considerando a premissa de que o valor da indenização ao final do contrato de concessão será calculado pelo órgão concedente em função da Base de Remuneração Regulatória (BRR).

O valor justo do ativo financeiro está sendo revisado trimestralmente, considerado a atualização pelo IGPM. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado serão reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como Ajuste de Avaliação Patrimonial. Não será calculado ajuste a valor presente do ativo financeiro.

10. Comentários dos diretores / 10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases

Considerando que o ativo financeiro é remunerado pelo WACC regulatório e que esta remuneração é reconhecida como receita pelo faturamento mensal da tarifa ao consumidor, esse ativo financeiro já se encontra a valor presente.

(5) Contratos de Construção (CPC 17) – Este pronunciamento estabelece o tratamento contábil das receitas e despesas associadas a contratos de construção e utiliza os critérios de reconhecimento estabelecidos no Pronunciamento Conceitual Básico - Estrutura Conceitual para a Elaboração e Apresentação das Demonstrações Contábeis para determinar o momento em que a receita do contrato e a despesa a ela relacionada devem ser reconhecidas na demonstração do resultado.

Em atendimento a este pronunciamento técnico a Companhia contabilizou receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria. A margem de construção adotada foi estabelecida como sendo igual a zero, conforme descrito na nota explicativa nº. 2, item 2.3 (b).

(6) Benefícios a empregados (CPC 33) – Este pronunciamento técnico fornece orientações sobre o reconhecimento, a mensuração e a evidenciação dos benefícios concedidos aos empregados.

A Companhia reconheceu o superávit com o Plano de Benefícios Previdenciários - Benefício Definido nº. 002 até o montante provável de redução nas contribuições futuras da patrocinadora para este plano.

(7) Imposto de renda e contribuição social: os impostos diferidos foram registrados sobre diferenças temporárias relacionadas às diferenças entre a prática contábil anterior e os novos pronunciamentos técnicos emitidos pelo CPC, considerando os critérios expostos na nota explicativa nº. 2 (item 2.4).

(8) Reclassificações: De acordo com os novos pronunciamentos contábeis foram efetuadas as seguintes reclassificações às demonstrações financeiras da Companhia.

- Os depósitos judiciais relacionados a contingências prováveis e anteriormente registrados como redução das respectivas provisões foram reclassificados para o ativo não circulante.
- Os impostos diferidos e o benefício fiscal do ágio anteriormente apresentados no circulante foram reclassificados para o não circulante.

c. ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

Nos períodos em análise, não houve ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5 - Os diretores devem indicar e comentar políticas contábeis críticas adotadas pelo emissor, explorando, em especial, estimativas contábeis feitas pela administração sobre questões incertas e relevantes para a descrição da situação financeira e dos resultados, que exijam julgamentos subjetivos ou complexos, tais como: provisões, contingências, reconhecimento da receita, créditos fiscais, ativos de longa duração, vida útil de ativos não-circulantes, planos de pensão, ajustes de conversão em moeda estrangeira, custos de recuperação ambiental, critérios para teste de recuperação de ativos e instrumentos financeiros

Durante o processo de elaboração das demonstrações contábeis apuramos e registramos diversas estimativas contábeis, as quais são computadas com base em dados consistentes, tendo sido divulgados nas demonstrações contábeis.

Não há riscos e incertezas relacionados com o uso de estimativas contábeis e nem vulnerabilidades ocasionadas por concentrações relevantes que não tenham sido divulgadas.

A Companhia adotou as seguintes práticas contábeis para os assuntos abaixo demonstrados, as quais, apesar de serem as mesmas informações contidas na demonstração, refletem os comentários dos Diretores desta Companhia e foram por estes validados.

Base de apresentação

As demonstrações financeiras foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo *International Accounting Standards Board* - IASB.

A preparação das demonstrações financeiras requer o uso de estimativas contábeis, baseadas em fatores objetivos e subjetivos, com base no julgamento da administração para determinação do valor adequado a ser registrado nas demonstrações financeiras.

Itens significativos sujeitos a essas estimativas e premissas incluem: o registro da receita de fornecimento de energia e de uso da rede de distribuição não faturados, o registro da comercialização de energia no âmbito da Câmara de Comercialização de Energia Elétrica – CCEE, a avaliação dos ativos financeiros pelo valor justo, análise do risco de crédito para determinação da provisão para créditos de liquidação duvidosa, assim como da análise dos demais riscos para determinação de outras provisões, inclusive para contingências.

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido ao tratamento

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente.

A Companhia adotou todas as normas, revisões de normas e interpretações técnicas emitidas pela CVM e CPC que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2012.

As políticas contábeis descritas em detalhes abaixo foram aplicadas de maneira consistente a todos os períodos apresentados nessas demonstrações financeiras.

Conversão de saldos em moeda estrangeira

As demonstrações financeiras são apresentadas em Reais (R\$), que é a moeda funcional da Companhia.

Os ativos e passivos monetários denominados em moeda estrangeira que não sejam instrumento de hedge ou objeto de hedge, são convertidos para a moeda funcional usando-se a taxa de câmbio vigente na data dos respectivos balanços patrimoniais. Os ganhos e perdas resultantes da atualização desses ativos e passivos verificados entre a taxa de câmbio vigente na data da transação e os encerramentos dos exercícios são reconhecidos como receitas ou despesas financeiras no resultado.

Reconhecimento de receita

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.

a) Receita não faturada

Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica, entregue e não faturada ao consumidor, e à receita de utilização da rede de distribuição não faturada, calculada em base estimada, referente ao período após a medição mensal e até o último dia do mês.

b) Receita de construção

A ICPC 01 estabelece que o concessionário de energia elétrica deva registrar e mensurar a receita dos serviços que presta de acordo com os Pronunciamentos Técnicos CPC 17 – Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 – Receitas (serviços de operação – fornecimento de energia elétrica), mesmo quando regidos por um único contrato de concessão.

A Companhia contabiliza receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria da infraestrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infra-estrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infra-estrutura com partes não relacionada. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais.

c) Receita de juros

A 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 pelo método linear 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 estimada do ativo financeiro em relação ao valor contábil líquido inicial deste ativo.

Imposto de renda e contribuição social corrente e diferido

As despesas de imposto de renda e contribuição social são calculadas e registradas conforme legislação vigente e incluem os impostos corrente e diferido. Os impostos sobre a renda são reconhecidos na demonstração do resultado, exceto para os casos em que estiverem diretamente relacionados a item registrados diretamente no patrimônio líquido. Nesse caso, o imposto também é reconhecido no patrimônio líquido.

As alíquotas aplicáveis do imposto de renda e da contribuição social ("IR e CS") são de 25% e 9%, respectivamente.

O imposto corrente é o imposto a pagar ou a receber/compensar esperado sobre o lucro ou prejuízo tributável do exercício. Para o cálculo do imposto de renda e contribuição social sobre o lucro corrente, a Companhia adota o Regime Tributário de Transição – RTT, que permite expurgar os efeitos decorrentes das mudanças promovidas pelas Leis 11.638/2007 e 11.941/2009, da base de cálculo desses tributos.

A Companhia tem direito a redução do Imposto de Renda (Incentivo Fiscal Sudene), calculada com base no lucro da exploração.

O imposto diferido é reconhecido com relação às diferenças temporárias entre os valores contábeis de ativos e passivos para fins contábeis e os correspondentes valores usados para fins de tributação. Seu reconhecimento ocorre na extensão em que seja provável que o lucro tributável dos próximos anos esteja disponível para ser usado na compensação do ativo fiscal diferido, com base em projeções de resultados elaboradas e fundamentadas em premissas internas e em cenários econômicos futuros que possibilitam a sua utilização. Periodicamente, os valores contabilizados são revisados e os efeitos, considerando os de realização ou liquidação, estão refletidos em consonância com o disposto na legislação tributária.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Instrumentos financeiros

a) Ativos financeiros

Os ativos financeiros da Companhia estão classificados como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado (os mantidos para negociação e os designados assim no reconhecimento inicial), empréstimos e recebíveis, investimentos mantidos até o vencimento, ativos financeiros disponíveis para venda ou derivativos classificados como instrumentos de hedge eficazes.

Ativos financeiros são reconhecidos inicialmente ao valor justo, acrescidos, no caso de ativos não designados a valor justo por meio do resultado, dos custos de transação que sejam diretamente atribuíveis à aquisição do ativo financeiro.

Os ativos financeiros da Companhia incluem caixa e equivalentes de caixa, contas a receber de clientes, títulos e valores mobiliários, ativo intangível (concessão), outros créditos e instrumentos financeiros derivativos classificados como instrumentos de hedge.

a.1) Mensuração subsequente dos ativos financeiros

A mensuração subsequente de ativos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado

Ativos financeiros são classificados como mantidos para negociação se forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo.

Ativos financeiros a valor justo por meio do resultado são apresentados no balanço patrimonial a valor justo, com os correspondentes ganhos ou perdas reconhecidas na demonstração do resultado.

- Empréstimos e recebíveis

Empréstimos e recebíveis são ativos financeiros não derivativos, com pagamentos fixos ou determináveis, não cotados em um mercado ativo. Após a mensuração inicial, esses ativos financeiros são contabilizados ao custo amortizado, utilizando o método de juros efetivos (taxa de juros efetiva), menos perda por redução ao valor recuperável. O custo amortizado é calculado levando em consideração qualquer desconto ou “prêmio” na aquisição e taxas ou custos incorridos. A amortização do método de juros efetivos é incluída na linha de receita financeira na demonstração de resultado. As perdas por redução ao valor recuperável são reconhecidas como despesa financeira no resultado.

- Investimentos mantidos até o vencimento

Ativos financeiros não derivativos com pagamentos fixos ou determináveis e vencimentos fixos são classificados como mantidos até o vencimento quando a Companhia tiver manifestado intenção e capacidade financeira para mantê-los até o vencimento. Após a avaliação inicial, os investimentos mantidos até o vencimento são avaliados ao custo amortizado utilizando o método da taxa de juros efetiva, menos perdas por redução ao valor recuperável.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

- Ativos financeiros disponíveis para venda

Os ativos financeiros disponíveis para venda são aqueles ativos financeiros não derivativos que não são classificados como: (a) empréstimos e recebíveis, (b) investimentos mantidos até o vencimento ou (c) ativos financeiros pelo valor justo por meio do resultado.

Após mensuração inicial, ativos financeiros disponíveis para venda são mensurados a valor justo, com ganhos e perdas não realizados reconhecidos diretamente dentro dos outros resultados abrangentes até a baixa do investimento, com exceção das perdas por redução ao valor recuperável, dos juros calculados utilizando o método de juros efetivos e dos ganhos ou perdas com variação cambial sobre ativos monetários que são reconhecidos diretamente no resultado do período.

a.2) Desreconhecimento (baixa) dos ativos financeiros

Um ativo financeiro (ou, quando for o caso, uma parte de um ativo financeiro ou parte de um grupo de ativos financeiros semelhantes) é baixado quando:

- Os direitos de receber fluxos de caixa do ativo expirarem;
- A Companhia transferiu os seus direitos de receber fluxos de caixa do ativo ou assumiu uma obrigação de pagar integralmente os fluxos de caixa recebidos, sem demora significativa, a um terceiro por força de um acordo de “repasse”; e (a) a Companhia transferiu substancialmente todos os riscos e benefícios do ativo, ou (b) a Companhia não transferiu nem reteve substancialmente todos os riscos e benefícios relativos ao ativo, mas transferiu o controle sobre o ativo.

b) Passivos financeiros

Os passivos financeiros da Companhia são classificados como passivos financeiros a valor justo por meio do resultado, empréstimos e financiamentos, ou como derivativos classificados como instrumentos de hedge, conforme o caso. A Companhia determina a classificação dos seus passivos financeiros no momento do seu reconhecimento inicial.

Passivos financeiros são inicialmente reconhecidos a valor justo e, no caso de empréstimos e financiamentos, são acrescidos do custo da transação diretamente relacionado.

Os passivos financeiros da Companhia incluem contas a pagar a fornecedores e outras contas a pagar, empréstimos e financiamentos, debêntures e instrumentos financeiros derivativos.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

A mensuração dos passivos financeiros depende da sua classificação, que pode ser da seguinte forma:

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem derivativos.

- Empréstimos e financiamentos

Após reconhecimento inicial, empréstimos e financiamentos sujeitos a juros são mensurados subsequentemente pelo custo amortizado, utilizando o método da taxa efetiva de juros. Ganhos e perdas são reconhecidos na demonstração do resultado no momento da baixa dos passivos, bem como durante o processo de amortização pelo método da taxa efetiva de juros.

b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros

Um passivo financeiro é baixado quando a obrigação for revogada, cancelada ou expirar. Quando um passivo financeiro existente for substituído por outro do mesmo mutuante com termos substancialmente diferentes, ou os termos de um passivo existente forem significativamente alterados, essa substituição ou alteração é tratada como baixa do passivo original e reconhecimento de um novo passivo, sendo a diferença nos correspondentes valores contábeis reconhecida na demonstração do resultado.

c) Valor justo de instrumentos financeiros

O valor justo de instrumentos financeiros ativamente negociados em mercados financeiros organizados é determinado com base nos preços de compra cotados no mercado no fechamento dos negócios na data do balanço, sem dedução dos custos de transação.

O valor justo de instrumentos financeiros para os quais não haja mercado ativo é determinado utilizando técnicas de avaliação. Essas técnicas podem incluir o uso de transações recentes de mercado (com isenção de interesses); referência ao valor justo corrente de outro instrumento similar; análise de fluxo de caixa descontado ou outros modelos de avaliação.

Instrumentos financeiros derivativos e contabilidade de hedge

A Companhia firma contratos derivativos de swap com o objetivo de administrar a exposição de riscos associados com variações nas taxas cambiais e nas taxas de juros.

A Companhia não tem contratos derivativos com fins comerciais e especulativos.

Os instrumentos financeiros derivativos designados em operações de hedge são inicialmente reconhecidos ao valor justo na data em que o contrato de derivativo é contratado, sendo reavaliados subsequentemente também ao valor justo.

Derivativos são apresentados como ativos financeiros quando o valor justo do instrumento for positivo, e como passivos financeiros quando o valor justo for negativo.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Quaisquer ganhos ou perdas resultantes de mudanças no valor justo desses derivativos e do item coberto durante o exercício são lançados diretamente na demonstração de resultado, no resultado financeiro.

Contas a receber de clientes e outros

Engloba as contas a receber com fornecimento de energia e uso da rede, faturado e não faturado, este por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios e outros, até a data do balanço, contabilizado com base no regime de competência. São considerados ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis.

As contas a receber de clientes e outros estão apresentados líquidas da provisão para créditos de liquidação duvidosa - PCLD reconhecida em valor considerado suficiente pela administração para cobrir as prováveis perdas na realização das contas a receber de consumidores e títulos a receber cuja recuperação é considerada improvável.

A PCLD é 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. Considera também, uma análise individual dos títulos a receber e do saldo de cada consumidor, de forma que se obtenha um julgamento adequado dos créditos considerados de difícil recebimento, baseando-se na experiência da Administração em relação às perdas efetivas, na existência de garantias reais, entre outros.

Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro)

Refere-se à parcela estimada dos investimentos realizados e não amortizados até o final da concessão classificada como um ativo financeiro por ser um direito incondicional de receber caixa ou outro ativo financeiro diretamente do poder concedente decorrente da aplicação da Interpretação Técnica ICPC 01 – Contratos de concessão e da Orientação Técnica OCPC 05 – Contratos de concessão.

Essa parcela de infra-estrutura classificada como ativo financeiro é remunerada por meio do denominado WACC regulatório, que consiste na remuneração do investimento e que é cobrada mensalmente na tarifa dos clientes.

O valor justo do ativo financeiro está sendo revisado trimestralmente, considerando a atualização pelo IGPM. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado são reconhecidas diretamente no patrimônio líquido, como Ajuste de Avaliação Patrimonial. Na data da revisão tarifária da Companhia, que ocorre a cada cinco anos (próxima revisão prevista para abril de 2013), o ativo financeiro poderá ser ajustado ao valor justo de acordo com a base de remuneração determinada ao valor novo de reposição pelos critérios tarifários.

Intangível

Compreende o direito de uso da infra-estrutura, construída ou adquirida pelo operador ou fornecida para ser utilizada pela outorgante como parte do contrato de concessão do serviço público de energia

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

elétrica (direito de cobrar dos usuários do serviço público por ela prestado), em consonância com as disposições das Deliberações CVM nº. 553 de 12 de novembro de 2008, 611 de 22 de dezembro de 2009 e 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 – Ativos Intangíveis, o ICPC 01 – Contratos de Concessão e o OCPC 05 – Contratos de Concessão.

É avaliado ao custo de aquisição, deduzido da amortização acumulada e das perdas por redução ao valor recuperável, quando aplicável.

A Companhia entende não haver qualquer indicativo de que o valor contábil dos bens do ativo intangível excede o seu valor recuperável. Tal conclusão é suportada pela metodologia de avaliação da base de remuneração utilizada para cálculo da amortização cobrada via tarifa, já que enquanto os registros contábeis estão a custo histórico a base de cálculo da amortização regulatória corresponde aos ativos avaliados a valor novo de reposição.

Contudo, a fim de corroborar seu entendimento a Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos resultando um valor superior àquele registrado contabilmente.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

As obrigações em moeda nacional são atualizadas pela variação monetária e pelas taxas efetivas de juros, incorridos até as datas dos balanços, de acordo com os termos dos contratos financeiros, deduzidas dos custos de transação incorridos na captação dos recursos.

Os custos de empréstimos atribuídos à aquisição, construção ou produção de ativos qualificados, nesse caso o ativo intangível correspondente ao direito de uso da infra-estrutura para a prestação do serviço público, estão incluídos no custo do intangível em curso até a data em que estejam prontos para o uso pretendido, conforme disposições das Deliberações CVM nº. 553, de 12 de novembro de 2008 e 577, de 5 de junho de 2009, que aprovaram, respectivamente, os CPC's 04 – Ativo Intangível e CPC 20 – Custos de Empréstimos.

Os ganhos decorrentes da aplicação temporária dos recursos obtidos com empréstimos específicos ainda não gastos com o ativo qualificável são deduzidos dos custos com empréstimos qualificados para capitalização.

Todos os outros custos com empréstimos são reconhecidos no resultado do período, quando incorridos.

Distribuição de dividendos

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

A política de reconhecimento contábil de dividendos está em consonância com as normas previstas no CPC 25 e ICPC 08, as quais determinam que os dividendos propostos a serem pagos e que estejam fundamentados em obrigações estatutárias, devem ser registrados no passivo circulante.

O estatuto social da Companhia estabelece que, no mínimo, 25% do lucro líquido anual sejam distribuídos, a título de dividendos, após destinação da reserva legal. Desse modo, no encerramento do exercício social e após as devidas destinações legais a Companhia registra a provisão equivalente ao dividendo mínimo obrigatório ainda não distribuído no curso do exercício.

A Companhia distribui juros a título de remuneração sobre o capital próprio, nos termos do Art. 9º, parágrafo 7º. da Lei nº. 9.249, de 26/12/95, os quais são dedutíveis para fins fiscais e considerados parte dos dividendos obrigatórios.

Os dividendos e juros sobre o capital próprio não reclamados no prazo de três anos são revertidos para a Companhia.

Plano previdenciário e outros benefícios aos empregados

A Companhia possui diversos planos de benefícios a empregados incluindo planos de pensão e aposentadoria, assistência médica, participação nos lucros e resultados, dentre outros.

Os compromissos atuariais com os planos de benefícios de pensão e aposentadoria são provisionados com base em cálculo atuarial elaborado anualmente por atuário independente, de acordo com o método da unidade de crédito projetada, líquido dos ativos garantidores do plano, quando aplicável, sendo os custos correspondentes reconhecidos durante o período aquisitivo dos empregados, em conformidade com a Deliberação CVM nº. 600, de 7 de outubro de 2009. Eventuais superávits com planos de benefícios a empregados também são contabilizados, reconhecidos até o montante provável de redução nas contribuições futuras da patrocinadora para estes planos.

O método da unidade de crédito projetada considera cada período de serviço como fato gerador de uma unidade adicional de benefício, que são acumuladas para o cômputo da obrigação final. Adicionalmente, são utilizadas outras premissas atuariais, tais como hipóteses biológicas e econômicas e, também, dados históricos de gastos incorridos e de contribuição dos empregados.

Os ganhos e perdas atuariais gerados por ajustes e alterações nas premissas atuariais dos planos de benefícios de pensão e aposentadoria e os compromissos atuariais relacionados ao plano de assistência médica são reconhecidos no resultado do exercício.

Provisões

A Companhia registrou provisões, as quais envolvem considerável julgamento por parte da Administração, para contingências fiscais, trabalhistas e cíveis que como resultado de um

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

acontecimento passado, é provável que uma saída de recursos envolvendo benefícios econômicos seja necessária para liquidar a obrigação e uma estimativa razoável possa ser feita do montante dessa obrigação.

A Companhia também está sujeita a várias reivindicações cíveis e trabalhistas cobrindo uma ampla faixa de assuntos que advém do curso normal das atividades de negócios. O julgamento da Companhia é baseado na opinião de seus consultores jurídicos. As provisões são revisadas e ajustadas para levar em conta alterações nas circunstâncias tais como prazo de prescrição aplicável, conclusões de inspeções fiscais ou exposições adicionais identificadas com base em novos assuntos ou decisões de tribunais. Os resultados reais podem diferir das estimativas.

Demais direitos e obrigações

Outros ativos e passivos, circulantes e não circulantes sujeitos à variação monetária por força de legislação ou cláusulas contratuais estão corrigidos com base nos índices previstos nos respectivos dispositivos, de forma a refletir os valores atualizados até a data das demonstrações financeiras. Os demais estão apresentados pelos valores incorridos na data de formação, sendo os ativos reduzidos de provisão para perdas e/ou ajuste a valor presente, quando aplicável.

Questões ambientais

A Companhia capitaliza gastos referentes a demandas ambientais consubstanciada nas previsões regulamentares do setor de energia elétrica e tem por motivadores os “condicionantes ambientais” exigidos pelos órgãos públicos competentes, para concessão das respectivas licenças que permitirão a execução dos projetos. Nesse particular, estão enquadrados o Instituto Brasileiro do Meio Ambiente – IBAMA e o Instituto do Meio Ambiente – IMA, este na esfera estadual.

Os “condicionantes ambientais” correspondem a compensações que devem ser realizadas para executar o projeto, visando reparar, atenuar ou evitar danos ao meio ambiente onde será realizado o empreendimento.

Na hipótese dos gastos decorrerem de convênios com ONG's e outros entes que promove a preservação ambiental, sem, no entanto, estarem relacionados a projetos de investimentos, o gasto é apropriado ao resultado como despesa operacional.

O reconhecimento das obrigações assumidas obedece ao regime de competência, a partir do momento em que haja a formalização do compromisso, e são quitadas em conformidade com os prazos avençados entre as partes.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs

10.6 - Com relação aos controles adotados para assegurar a elaboração de demonstrações financeiras confiáveis, os diretores devem comentar:

a. grau de eficiência de tais controles, indicando eventuais imperfeições e providências adotadas para corrigi-las

O Grupo Neoenergia estabelece e mantém um ambiente de controles internos adequado. Tal prática é considerada no âmbito de todas as empresas da Neoenergia, de modo alinhado aos requisitos seção 404 da Lei norte-americana *Sarbanes-Oxley* e dos princípios básicos de Governança Corporativa.

Esta estrutura permite que o planejamento anual dos trabalhos seja feito de forma adequada e integrada, e interagindo com os auditores internos visando à aplicação das boas praticas.

A abordagem estratégica de controles internos é adotada em todas as empresas do grupo (Distribuição, Geração, Transmissão, Comercialização e na Holding Neoenergia) através de acompanhamento de trabalhos que contemplam o mapeamento de processos, com a elaboração de fluxogramas, matriz de riscos/controles e procedimento de walkthrough, no qual é avaliado o desenho dos controles identificados no mapeamento. Desta forma cada área esta empenhada no aprofundamento, revisão e melhoria continua dos processos de negócios, e na implementação de ações de revisão dos controles internos para mitigar riscos.

A Companhia utiliza a ferramenta SAP-GRC na gestão dos acessos ao sistema SAP R/3. Ela é composta dos módulos Compliance Calibrator, que realiza a simulação prévia dos riscos; Access Enforcer, que efetua a associação de perfil ao usuário, através de fluxo de aprovação de executivos; e Firefigther, que monitora os acessos considerados de alta criticidade.

b. deficiências e recomendações sobre os controles internos presentes no relatório do auditor independente

Os auditores externos da Companhia, durante a execução de seus trabalhos de auditoria nas demonstrações financeiras do exercício findo em 31 de dezembro de 2012, não identificaram a presença de deficiências ou fraquezas materiais em relação aos controles internos da Companhia, que pudessem comprometer a confiabilidade sobre as demonstrações financeiras.

A Administração da Companhia entende que possui um sistema de controles internos adequados que permite a preparação de demonstrações financeiras exatas de acordo com as normas internacionais de relatório financeiro (IFRS), emitidas pelo International Accounting Standards Board – IASB, e de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil e que estejam livres de distorções relevantes, causadas por fraudes ou erros.

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados

10.7 - Caso o emissor tenha feito oferta publica de distribuição de valores mobiliários, os diretores devem comentar:

a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados

Em 2011 a Companhia realizou captação de recursos no mercado internacional, por meio da emissão de notas no exterior (bonds em reais) no montante de R\$ 400 milhões, com vencimento em 27 de abril de 2016 e juros de 11,75%, para financiar seus planos de investimentos.

No ano de 2010 a Coelba realizou distribuição de valores mobiliários, sendo R\$ 80 milhões de reais através da 7ª emissão de debêntures, via instrução 476 com objetivo de equalização de caixa.

b. se houve desvios relevantes entre a aplicação efetiva dos recursos e as propostas de aplicação divulgadas nos prospectos da respectiva distribuição

Não aplicável, pois não houve desvios relevantes.

c. caso tenha havido desvios, as razões para tais desvios

Não aplicável, pois não houve desvios.

10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios

10.8 - Os diretores devem descrever os itens relevantes não evidenciados nas demonstrações financeiras do emissor, indicando :

A Companhia não possui transações (ativas ou passivas) de natureza material, individualmente ou quando agregadas, que não tenham sido apropriadamente registradas nos livros contábeis que fundamentam as demonstrações contábeis..

a. os ativos e passivos detidos pelo emissor, direta ou indiretamente, que não aparecem no seu balanço patrimonial (off-balance sheet items), tais como:

i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos

Não aplicável, pois não ocorreram arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos.

ii. carteiras de recebíveis baixadas sobre as quais a entidade mantenha riscos e responsabilidades, indicando respectivos passivos

Não aplicável, pois não ocorreu recebíveis baixados.

iii. contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços

Não aplicável, pois não foi celebrado contratos futuros de compra e venda de produtos ou serviços.

iv. contratos de construção não terminada

Não aplicável, pois não foi celebrado contratos de construção não terminada.

v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não se aplica, pois não foi celebrado contratos de recebimentos futuros de financiamentos.

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não se aplica, pois não ocorreram outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante

10.9 - Em relação a cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8, os diretores devem comentar:

A Companhia não possui transações (ativas ou passivas) de natureza material, individualmente ou quando agregadas, que não tenham sido apropriadamente registradas nos livros contábeis que fundamentam as demonstrações contábeis.

- a. como tais itens alteram ou poderão vir a alterar as receitas, as despesas, o resultado operacional, as despesas financeiras ou outros itens das demonstrações financeiras do emissor**
- b. natureza e o propósito da operação**
- c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação**

Não aplicável aos itens acima, pois a empresa não possui itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.