

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	4
5.3 - Descrição - Controles Internos	12
5.4 - Alterações significativas	13

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	17
10.2 - Resultado operacional e financeiro	38
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	50
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	51
10.5 - Políticas contábeis críticas	57
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	68
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	69
10.8 - Plano de Negócios	70
10.9 - Outros fatores com influência relevante	71

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 freqüentemente 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;
- 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 em um ano de eleição 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 45%, em março de 1999, até o patamar de 11%, em dezembro de 2011. As empresas do setor de energia elétrica, assim como grande parte da indústria nacional, 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

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

mercado energético e à redução dos gastos do consumidor, o que pode causar um efeito adverso para a Companhia.

Adicionalmente, as dívidas consolidadas 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 2011, a Companhia possuía um endividamento bruto de R\$ 2.715,0 milhões, dos quais 37,7% estavam indexados ao CDI, 37,9% à Juros Pré Fixados, 16,1% à Taxa de Juros de Longo Prazo (TJLP), 6,2% à UFIR e 2,1% à IGPM.

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

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 tributária da 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.

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

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

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 freqüentes 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 freqüência dos ajustes variou de diária a mensal), sistemas de câmbio flutuante, controles cambiais e dois mercados de câmbio.

Em 31 de dezembro de 2011, a taxa de câmbio entre o Real e o Dólar era de R\$1,87 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 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 das empresas do setor elétrico com maior rating e manter os múltiplos de endividamento dentro dos seguintes limites:

Ratios de Endividamento	Dívida Líquida / EBITDA	Dívida CP/ Dívida Total	EBITDA/ Desp. Fin. Líq.
Geração	< 2,5	< 15%	> 3,0
Distribuição	< 2,0	< 20%	> 3,5

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 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

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

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 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.

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

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

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 da das Empresas do Grupo Neoenergia.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**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 e Comissão de Risco, 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.

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.

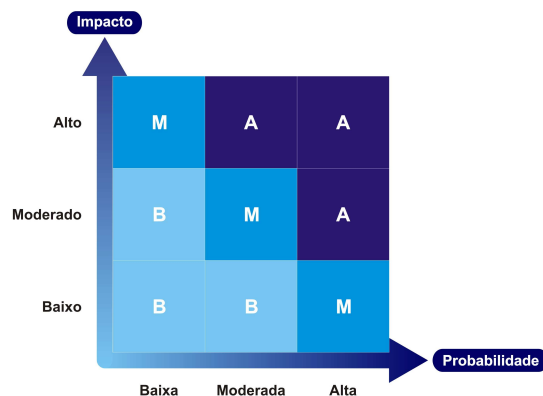
5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado

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. 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

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

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
- Corrente Elétrica
- Circuito Interno

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

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
 - 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.

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

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.

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

Rating Corporativo	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	Investment Grade
NEOENERGIA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	AAA	AAA	
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	
COELBA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	AAA	AAA	
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	
CELPE	BBB+	BBB+	BBB+	A+	AA-	AA-	AA+	AAA	AAA	
Perspectiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	
COSERN	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	AAA	AAA	
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	
ITAPEBI (Debêntures)		A-	A+	AA-	AA	AA	AA+	AA+	AA+	
Perspectiva		Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	
TERMOPERNAMBUCO (Debêntures)		A-	A	A+	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: 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 2009, 2010 e 2011. 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 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 de fomento, visando obter recursos com custos mais baixos e com prazos mais aderentes ao retorno de longo prazo dos investimentos em distribuição. Em 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\$ 319,6 milhões, R\$ 243,5 milhões e R\$ 7,0 milhões, respectivamente, para a COELBA, referente aos investimentos realizados em 2010 e 2011.

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

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.

Em 2011, a geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA foi inferior e totalizou R\$ 1.281,9 milhões, redução de 4,2% em relação aos R\$ 1.337,6 milhões apurado no ano anterior. Essa variação é 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.

A COELBA encerrou o exercício de 2011 com uma receita operacional bruta de R\$ 7.046,1, representando um acréscimo de 12,9% em relação a 2010 (R\$ 6.239,5). Este resultado é atribuído ao

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

reajuste tarifário de 13,12% e crescimento das vendas de energia (+ 458 GWh) ocasionado pela expansão do número de clientes.

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\$ 2.082,1 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 2011 o índice de liquidez corrente foi de 1,1, apresentando variação negativa de 6,9% quando comparado com o ano anterior.

O resultado financeiro acumulado em 2011 foi uma despesa líquida de R\$ 178,6 milhões, 856,7% 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. Desconsiderando este efeito não recorrente em 2010, o resultado financeiro seria inferior em R\$ 90,3 milhões influenciado basicamente pelo aumento dos encargos de dívidas, resultado do crescimento no nível de endividamento da companhia em 30,4%, pelo aumento do CDI e pelo crescimento de outras despesas financeiras.

O lucro líquido apurado em 2011 foi de R\$ 750,5 milhões, inferior ao registrado no ano de 2010 em 20,6%, basicamente em função do crescimento das despesas com provisão para devedores duvidosos, mencionado na análise da variação do EBTIDA e pelo menor Resultado Financeiro.

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 essa variação foram o reajuste tarifário homologado pela Aneel de 8,09% em abril de 2010 e o volume de vendas de energia faturada em 3,6% quando comparado com o ano de 2009.

Em 2010, a geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA manteve a trajetória de crescimento e totalizou R\$ 1.337,6 milhões, aumento de 5,2% em relação aos R\$ 1.270,9 milhões apurado no ano anterior. A variação do EBITDA pode ser explicada pelo bruto apesar do acréscimo de 15,6% nas despesas operacionais, em relação ao ano anterior. resultado alcançado da receita operacional

O resultado financeiro em 2010 apresentou uma despesa líquida de R\$ 18,7 milhões, 31,4% melhor em relação ao resultado apresentado em 2009. Essa variação é explicada, principalmente, pela reversão de R\$ 69,6 milhões dos valores recolhidos de PIS/COFINS incidentes sobre receitas

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

financeiras (alargamento da base de cálculo), determinado pela Lei nº. 9.718/98, e julgado inconstitucional pelo Supremo Tribunal Federal. Desconsiderando este efeito não recorrente, o resultado financeiro seria uma despesa líquida de R\$ 88,3 milhões influenciado basicamente pelo aumento dos encargos de dívidas, resultado do crescimento no nível de endividamento da companhia em 41,8% e pelo aumento dos indicadores macroeconômicos, principalmente IGP-M e CDI.

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.

A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 2.082,1 milhões, 41,8% maior que em 2009 (R\$ 1.468,7 milhões), sendo que R\$ 16,9 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\$ 5,4 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 1,16 em 2009 para 1,56 em 2010. A dívida líquida da COELBA (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) encerrou o ano de 2010 com R\$ 1.911,8 milhões, 63,8% acima dos R\$ 1.166,9 milhões registrados em 2009. O indicador Dívida Líquida/EBITDA em 2010 foi de 1,43 contra 0,92 realizado em 2009.

O exercício 2009 iniciou com um ambiente de muita incerteza em decorrência da crise internacional. A COELBA, sempre alinhada com a política financeira corporativa, detinha situação privilegiada, com adequado nível de alavancagem, custo e prazo do endividamento, bem como bom nível de disponibilidades. Nesse contexto, a COELBA manteve seu plano de investimentos, principalmente vinculado à expansão e melhoria de suas redes e subestações, além de continuar suas ações na busca de aumento de sua eficiência financeira e operacional, com foco nas ações de combate a perdas, melhoria dos indicadores de qualidade, além das ações visando garantir a segurança de seus empregados, parceiros e da população como um todo.

A Receita Operacional Líquida de R\$ 3.350,8 milhões foi superior em 7,6% à registrada em 2008. O consumo de energia cresceu 9,1% em relação a 2008, com destaque para o consumo registrado nas classes residencial (+10,8%) e industrial (+13,9%) ainda muito influenciado pelo retorno de consumidores livres ao mercado cativo, além do crescimento do número de clientes em 4,8%, principalmente em virtude do avanço do plano de universalização, onde se encontra inserido o Programa Luz para Todos.

O Lucro Líquido de R\$ 809,4 milhões foi menor em 0,7% em relação ao realizado em 2008 e o EBITDA (geração de caixa operacional) de R\$ 1.183,3 milhões foi menor em 2,8% em relação ao ano anterior, impactado principalmente pela diferença de -1,39 p.p. entre o reposicionamento provisório de 17 de abril de 2008 e o índice definitivo, estabelecido através da Resolução Homologatória nº. 799/2009.

A Diretoria entende que a companhia tem condições financeiras para dar continuidade as suas atividades.

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

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

Estrutura de Capital	Exercício social terminado em:					
	31/12/2011		31/12/2010		31/12/2009	
	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%
Capital de Terceiros	3.839.905	63%	2.995.728	56%	2.635.719	55%
Capital Próprio	2.297.937	37%	2.376.713	44%	2.120.467	45%

Fonte: DFP

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

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

Exercício social terminado em:		
31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
1.282	1.338	1.271

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:		
	31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
Dívida Líquida Total / EBITDA	1,91	1,43	0,92

Fonte: DFP

d. fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes utilizadas

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

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

Não faz parte da estratégia da COELBA acessar fontes de financiamento de capital de giro. Eventualmente pequenas operações podem ser realizadas apenas com o objetivo de empréstimo ponte e casamento de fluxo de caixa. Com o *rating* AAA da *Standard and Poors* a COELBA não teve dificuldade de encontrar contrapartes no mercado financeiro doméstico para essas operações nos últimos três anos.

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

Faz parte da política financeira da COELBA buscar constantemente alongamento de prazo e redução de custos da sua dívida. A COELBA possuía no final dos últimos três anos o endividamento vencendo no curto e longo prazo conforme tabela abaixo:

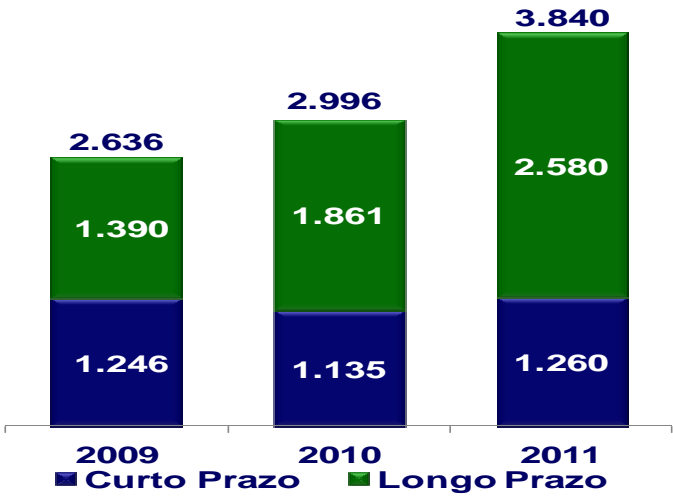
Prazo	2011	2010	2009
Curto	32,8%	37,9%	47,3%
Longo	67,2%	62,1%	52,7%

Fonte: DFP

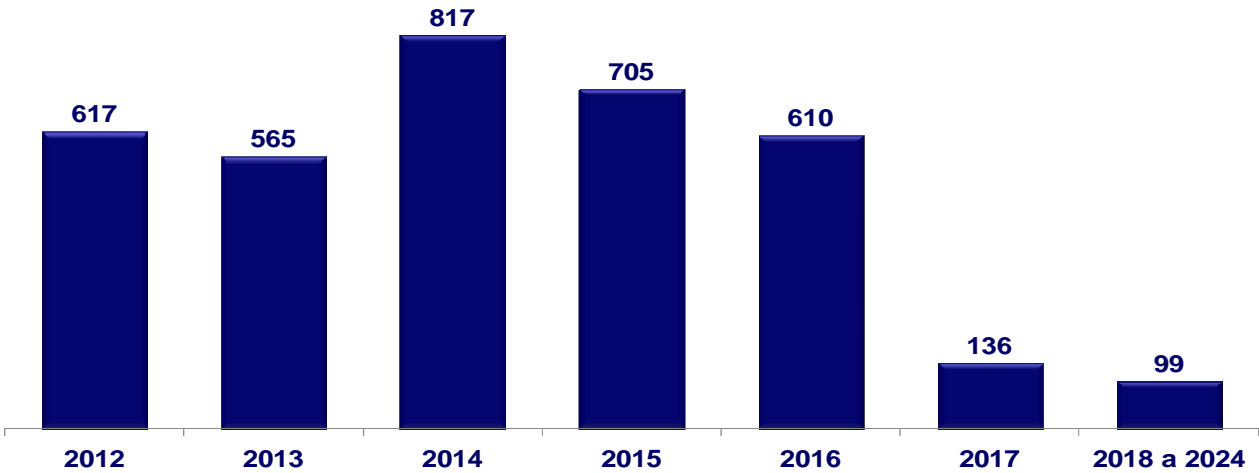
O percentual do endividamento mencionado acima, refere-se ao Passivo Circulante + Passivo não Circulante, conforme o valor constante no item 3.7 deste formulário.

A seguir está o gráfico com histórico dos últimos três anos de endividamento de curto e longo prazo (Passivo Circulante + Passivo não Circulante) e o gráfico com o cronograma de amortizações e encargos posição 31/12/2011, referente ao passivo oneroso.

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



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 da Dívida (R\$ Mil)		
						31/12/2011	31/12/2010	31/12/2009
TÍTULOS EXTERNOS	RENEGOCIAÇÃO DÍVIDA COM O SINDICATO EXTERNO	Libor + 1,875% a.a.	30/06/2010	30/06/15	USD	282.370	294.978	316.870
BNB 1 DR / SA	PROG. DE INVESTIMENTO ÁREAS DISTRIBUIÇÃO/INFORMÁTICA/AUTOMAÇÃO	10,00 % a.a.	29/11/2004	03/12/12	R\$	20.149	40.298	60.446
BNB 2A DR / SA	PROG. DE INVESTIMENTO EXPANSÃO/MELH. REDES TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO	10,00% a.a.	27/06/2008	27/06/16	R\$	75.322	83.502	83.250
BNB 2B DR	PROG. DE INVESTIMENTO EXPANSÃO/MELH. REDES TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO	10,00% a.a.	22/08/2008	22/08/16	R\$	7.779	8.381	8.356
BNB 3 - LPT VI	PROGRAMA LUZ PARA TODOS 6ª TRANCHE	10,00% a.a.	09/09/2010	09/09/18	R\$	282.338	36.785	-
FINEP 1	DISTRIBUIÇÃO E EFICIÊNCIA ENERGÉTICA	TJLP + 5,00% a.a.	23/12/2004	15/01/11	R\$	-	234	3.047
FINEP 2	PROJETO DE INOVAÇÃO	5,00% a.a.	14/10/2009	15/02/18	R\$	51.138	48.641	5.012
BNDES 2 FINEM	TRANSMISSÃO, DISTRIBUIÇÃO E MODERNIZAÇÃO	TJLP + 5,00% a.a.	23/09/2005	15/01/10	R\$	-	-	3.179
BNDES 3 FINEM	TRANSMISSÃO, DISTRIBUIÇÃO E MODERNIZAÇÃO	TJLP + 4,30% a.a.	04/01/2006	15/03/11	R\$	-	7.423	37.113
BNDES 4 FINEM	INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/MODERNIZAÇÃO OPERACIONAL	TJLP + 3,20% a.a.	12/12/2007	15/06/12	R\$	20.047	60.141	100.235
BNDES 5 FINEM 2009	INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/MODERNIZAÇÃO OPERACIONAL	4,50% a.a./TJLP+2,12% a.a	16/03/2009	15/06/15	R\$	56.370	72.446	70.041
BNDES 5 FINEM 2010	INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/MODERNIZAÇÃO OPERACIONAL	5,50 % a.a./TJLP + 1,82% a.a	16/03/2009	15/06/16	R\$	131.544	138.442	-
BNDES 5 FINEM 2011	INVEST. DE TRANSMISSÃO/DISTRIBUIÇÃO DE ENERGIA/MODERNIZAÇÃO OPERACIONAL	5,50 % a.a./TJLP + 1,82% a.a	16/03/2009	15/06/18	R\$	313.663	-	-
3ª EMISSÃO DEBÊNTURES	PROGRAMA DE INVESTIMENTO E ALONGAMENTO DE DÍVIDA	10,80% a.a.	27/01/2004	27/01/14	R\$	57.869	69.132	74.585
5ª EMISSÃO DEBÊNTURES 1ª SÉRIE	REESTRUTURAÇÃO DA DÍVIDA	CDI + 1,40% a.a.	01/06/2005	01/06/10	R\$	-	-	17.326
5ª EMISSÃO DEBÊNTURES 2ª SÉRIE	REESTRUTURAÇÃO DA DÍVIDA	IGPM + 10,80% a.a.	01/06/2005	01/06/10	R\$	-	112.716	105.344
6ª EMISSÃO DEBÊNTURES	RESGATE ANTECIPADO DE PARTE DA 5ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES 1ª SÉRIE	CDI + 0,60% a.a.	01/12/2007	01/12/14	R\$	237.409	316.307	354.602
7ª EMISSÃO DEBÊNTURES	CAPITAL DE GIRO	106,70% CDI	20/12/2010	12/01/13	R\$	80.185	80.309	-
BANCO DO BRASIL 1	CAPITAL DE GIRO	CDI + 1,00% a.a.	23/03/2010	20/03/15	R\$	305.437	303.591	-
BANCO DO BRASIL 2	LIQUIDAÇÃO DA 5ª EMISSÃO DE DEBÊNTURES - 2ª SÉRIE	12,149 % a.a.	06/05/2010	14/04/14	R\$	118.976	105.050	-
BANCO DO BRASIL 3	CAPITAL DE GIRO	11,80% a.a.	09/12/2010	28/11/12	R\$	100.280	88.786	-
BONDS BRL 2016	REESTRUTURAÇÃO DA DÍVIDA	11,75% a.a.	27/04/2011	27/04/16	R\$	404.598	-	-
TOTAL						2.545.475	1.867.162	1.239.406

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.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**iii. grau de subordinação entre as dívidas**

Valores em R\$ Mil

Credor	Denominação	Saldo devedor em 31/12/2011	Saldo devedor em 31/12/2010	Saldo devedor em 31/12/2009	Classificação
BID	BID 2	-	2.384	7.117	Garantia Quirografária
SINDICATO DE BANCOS	TÍTULOS EXTERNOS	282.370	294.978	316.870	Garantia Quirografária
BNB	BNB 1 DR / SA	20.149	40.298	60.446	Garantia Real
BNB	BNB 2A DR / SA	75.322	83.502	83.250	Garantia Real
BNB	BNB 2B DR	7.779	8.381	8.356	Garantia Real
BNB	BNB 3 - LPT VI	282.338	36.785	-	Garantia Real
FINEP	FINEP 1	-	234	3.047	Garantia Quirografária
FINEP	FINEP 2	51.138	48.641	5.012	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 2 FINEM	-	-	3.179	Garantia Real
BNDES	BNDES 3 FINEM	-	7.423	37.113	Garantia Real
BNDES	BNDES 4 FINEM	20.047	60.141	100.235	Garantia Real
BNDES	BNDES 5 FINEM 2009	56.370	72.446	70.041	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 5 FINEM 2010	131.544	138.442	-	Garantia Quirografária
BNDES	BNDES 5 FINEM 2011	313.663	-	-	Garantia Quirografária
ELETOBRÁS	ECF - LNC 1	2.840	18.384	35.354	Garantia Real
ELETOBRÁS	ECF - LNC 2	14.314	17.991	22.064	Garantia Real
ELETOBRÁS	ECFS - LPT 1	5.366	6.394	7.539	Garantia Real
ELETOBRÁS	ECFS - LPT 2	10.037	11.546	13.236	Garantia Real
ELETOBRÁS	ECFS - LPT 3	10.342	11.700	13.226	Garantia Real
ELETOBRÁS	ECFS - LPT 4	48.467	53.983	75.553	Garantia Real
ELETOBRÁS	ECFS - LPT 5	45.050	64.537	55.242	Garantia Real
ELETOBRÁS	ECFS - LPT 6	33.112	27.996	-	Garantia Real
DEBENTURISTAS	3ª EMISSÃO DEBÊNTURES	57.869	69.132	74.585	Garantia Real
DEBENTURISTAS	5ª EMISSÃO DEBÊNTURES 1ª SÉRIE	-	-	17.326	Garantia Quirografária
DEBENTURISTAS	5ª EMISSÃO DEBÊNTURES 2ª SÉRIE	-	112.716	105.344	Garantia Quirografária
DEBENTURISTAS	6ª EMISSÃO DEBÊNTURES	237.409	316.307	354.602	Garantia Quirografária
DEBENTURISTAS	7ª EMISSÃO DEBÊNTURES	80.185	80.309	-	Garantia Quirografária
BANCO DO BRASIL	BANCO DO BRASIL 1	305.437	303.591	-	Garantia Quirografária
BANCO DO BRASIL	BANCO DO BRASIL 2	118.976	105.050	-	Garantia Quirografária
BANCO DO BRASIL	BANCO DO BRASIL 3	100.280	88.786	-	Garantia Quirografária
DEBENTURISTAS	BONDS BRL 2016	404.598	-	-	Garantia Quirografária
OUTROS PASSIVOS		1.124.902	913.905	1.168.675	Garantia Quirografária

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 alguns contratos de empréstimo e financiamento que possuem restrições impostas pelos credores, abaixo descritas, nos 3 últimos anos.

2011

Empresa	Dívida	Descrição do Covenant	Limite	Penalidades	Apuração em 31/12/2011
Coelba	3ª Emissão Debêntures	Dívida Bruta/ Ebitda	≤ 3	Vencimento Antecipado sujeito à convocação da AGD	2,12
Coelba	6ª e 7ª Emissão, Títulos Externos e Swap Citi	Dívida Líquida/ Ebitda	≤ 3		1,98
Coelba	3ª, 6ª e 7ª Emissão, Títulos Externos e Swap Citi	Ebitda/ Resultado Financeiro	≥ 2		7,18
Coelba	FINEM 2007	Endividamento Financeiro / EBITDA	< = 1,70 até 2009 ; < = 1,60 até 2012	Vencimento Antecipado	1,98
Coelba	FINEM 2007	Endividamento Financeiro Líquido / (Endividamento Líquido + PL)	< = 0,65 até 2009; < = 0,60 até 2012	Vencimento Antecipado	0,52
Coelba	Emissão Bonds	Dívida Líquida/ Ebitda	≤ 3	Vencimento Antecipado	1,95

2010

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

Empresa	Dívida	Descrição do Covenant	Limite	Penalidades	Apuração em 31/12/2010
Coelba	3ª, 5ª, 6ª e 7ª Emissão, Títulos Externos e Swap Citi	Dívida Líquida/ Ebitda	≤ 3	Vencimento Antecipado sujeito à convocação da AGD	1,43
Coelba	3ª, 5ª, 6ª e 7ª Emissão, Títulos Externos e Swap Citi	Ebitda/ Resultado Financeiro	≥ 2		71,65
Coelba	FINEM 2006	Endividamento Financeiro / EBITDA	< = 3 Até 2007 ; < = 2,5 Até 2010	Vencimento Antecipado	1,48
Coelba	FINEM 2006	Endividamento Financeiro Líquido / (Endividamento Líquido + PL)	< = 0,55	Vencimento Antecipado	0,45
Coelba	FINEM 2007	Endividamento Financeiro / EBITDA	< = 1,70 até 2009 ; < = 1,60 até 2012	Vencimento Antecipado	1,48
Coelba	FINEM 2007	Endividamento Financeiro Líquido / (Endividamento Líquido + PL)	< = 0,65 até 2009; < = 0,60 até 2012	Vencimento Antecipado	0,45

2009

Empresa	Dívida	Descrição do Covenant	Limite	Penalidades	Apuração em 31/12/2009
Coelba	3ª, 5ª e 6ª Emissão, Títulos Externos e Swap Citi	Dívida Líquida/ Ebitda	<=3	Vencimento Antecipado sujeito à convocação da AGD	0,99
Coelba	3ª, 5ª e 6ª Emissão, Títulos Externos e Swap Citi	Ebitda/ Resultado Financeiro	>=2		22,09
Coelba	FINEM 2005 / 2006	Endividamento Financeiro / EBITDA	< = 3 Até 2007 ; < = 2,5 Até 2010	Vencimento Antecipado	1,06
Coelba	FINEM 2005 / 2006	Endividamento Financeiro Líquido / (Endividamento Líquido + PL)	< = 0,55	Vencimento Antecipado	0,41
Coelba	FINEM 2007	Endividamento Financeiro / EBITDA	< = 1,70 até 2009 ; < = 1,60 até 2012	Vencimento Antecipado	1,06
Coelba	FINEM 2007	Endividamento Financeiro Líquido / (Endividamento Líquido + PL)	< = 0,65 até 2009; < = 0,60 até 2012	Vencimento Antecipado	0,41

Em caso de não cumprimento dessas restrições, também denominadas de covenants, os contratos poderão ter seus vencimentos antecipados.

Em situação de inadimplemento a COELBA não poderá distribuir dividendos acima do limite mínimo obrigatório, além de ser obrigada a submeter previamente ao credor a contratação de novo endividamento.

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 possui contratos de financiamento com saldos ainda não totalmente utilizados, conforme tabelas abaixo:

2011

Valores em R\$ mil

Credor - Valores em R\$ Mil	Valor Contratado	Saldo Utilizado	Saldo a Desembolsar
BNDES 5 FINEM - Aditivo 2011	752.250	312.638	439.612
ECFS - LPT 6	40.697	33.469	7.228
FINEP 2	63.000	55.964	7.036

2010

Valores em R\$ mil

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

Credor - Valores em R\$ Mil	Valor Contratado	Saldo Utilizado	Saldo a Desembolsar
FINEP 2	63.000	48.932	14.068
BNB 3	284.132	40.590	243.542
BNDES 5 FINEM - Aditivo 2009	125.925	80.374	45.551
BNDES 5 FINEM - Aditivo 2010	159.630	138.000	21.630

2009

Valores em R\$ mil

Credor - Valores em R\$ Mil	Valor Contratado	Saldo Utilizado	Saldo a Desembolsar
FINEP 2	63.000	5.051	57.949
BNDES 5 FINEM	125.925	70.000	55.925

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 20011, 2010 e 2009 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 Ernst & Young Terco Auditores Independentes S.S., 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	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	180.756	78%	3%	101.277	-53%	2%	217.329	5%
Contas a receber de clientes e outros	923.069	5%	15%	881.317	11%	16%	794.525	17%
Títulos e valores mobiliários	34.667	-50%	1%	68.991	-18%	1%	84.476	2%
Impostos e contribuições a recuperar	108.237	-19%	2%	133.819	141%	2%	55.536	1%
Estoques	10.481	31%	0%	8.014	50%	0%	5.334	0%
Despesas pagas antecipadamente	3.669	61%	0%	2.281	5%	0%	2.176	0%
Entidade de previdência privada	6.156	0%	0%	0%	0%	0%	-	0%
Serviços em curso	44.958	38%	1%	32.666	0%	1%	-	0%
Outros ativos circulantes	38.688	-51%	1%	78.512	-30%	1%	112.131	2%
TOTAL DO CIRCULANTE	1.350.681	3%	22%	1.306.877	3%	24%	1.271.507	27%
NÃO CIRCULANTE								
Contas a receber de clientes e outros	256.602	-17%	4%	310.691	42%	6%	218.840	5%
Títulos e valores mobiliários	52.598	0%	1%	-	0%	0%	-	0%
Impostos e contribuições a recuperar	58.794	3%	1%	56.972	24%	1%	45.826	1%
Impostos e contribuições diferidos	74.753	51%	1%	49.517	-41%	1%	84.611	2%
Coligadas e controladora	211	53%	0%	138	-45%	0%	250	0%
Benefício fiscal - ágio incorporado da controladora	208.586	-8%	3%	227.469	-8%	4%	246.364	5%
Depósitos judiciais	139.809	-18%	2%	170.352	30%	3%	131.278	3%
Entidade de previdência privada	35.119	-11%	1%	39.340	69%	1%	23.269	0%
Outros ativos não circulantes	8.075	-32%	0%	11.853	-22%	0%	15.259	0%
Outros investimentos	12.117	12%	0%	10.859	-19%	0%	13.388	0%
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	659.635	49%	11%	443.965	44%	8%	308.170	6%
Intangível	3.280.862	20%	53%	2.744.662	14%	51%	2.399.118	50%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	4.787.161	18%	78%	4.065.818	17%	76%	3.486.373	73%
ATIVO TOTAL	6.137.842	14%	100%	5.372.695	13%	100%	4.757.880	100%

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

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
CIRCULANTE								
Fornecedores	395.410	18%	6%	335.755	5%	6%	319.345	7%
Empréstimos financiamentos e debêntures	415.905	-1%	7%	420.419	33%	8%	316.011	7%
Salários e encargos a pagar	33.326	9%	1%	30.656	-20%	1%	38.205	1%
Taxas regulamentares	52.454	-19%	1%	65.049	29%	1%	50.551	1%
Impostos e contribuições a recolher	132.903	15%	2%	115.803	-2%	2%	117.770	2%
Dividendos e juros sobre capital próprio	31.247	7%	1%	29.177	-91%	1%	320.621	7%
Provisões	18.403	16%	0%	15.879	12%	0%	14.171	0%
Outros passivos circulantes	180.056	48%	3%	122.002	76%	2%	69.303	1%
TOTAL DO CIRCULANTE	1.259.704	11%	21%	1.134.740	-9%	21%	1.245.977	26%
NÃO CIRCULANTE								
Fornecedores	25.397	300%	0%	6.349	16%	0%	5.480	0%
Empréstimos financiamentos e debêntures	2.299.098	38%	37%	1.661.659	44%	31%	1.152.727	24%
Taxas regulamentares	30.787	65%	1%	18.700	-54%	0%	40.413	1%
Impostos e contribuições a recolher	3.183	-16%	0%	3.775	-80%	0%	18.998	0%
Impostos e contribuições diferidos	84.267	26%	1%	66.720	0%	1%	67.003	1%
Provisões	109.361	17%	2%	93.221	11%	2%	83.681	2%
Recursos destinados a aumento de capital	2.402	42%	0%	1.694	0%	0%	1.694	0%
Outros passivos não circulantes	25.706	182%	0%	9.124	-57%	0%	21.440	0%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	2.580.201	39%	42%	1.861.242	34%	35%	1.391.436	29%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	542.163	0%	9%	542.163	0%	10%	542.163	11%
Reservas de capital	698.050	0%	11%	698.050	0%	13%	698.050	15%
Reservas de lucros	725.568	12%	12%	647.539	35%	12%	480.856	10%
Outros resultados abrangentes	48.065	142%	1%	19.862	-752%	0%	-3.046	0%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	284.091	-39%	5%	469.099	17%	9%	402.444	8%
TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO	2.297.937	-3%	37%	2.376.713	12%	44%	2.120.467	45%
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	6.137.842	14%	100%	5.372.695	13%	100%	4.757.880	100%

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 2011, 2010 e 2009 era de R\$ 180,8 milhões, R\$ 101,2 milhões e R\$ 217,3 milhões, respectivamente. As variações de 78% em 2011 e -53% em 2010 são explicadas principalmente por: em 2011 (i) movimentações diárias dos Fundos Exclusivos (saldo de aplicações maior que resgates) no valor de R\$57,2 mil e (ii) aplicação em CDB, em reciprocidade com o banco BNB, no valor de R\$ 32,6 mil; em 2010 (i) finalização dos contratos de LPT IV e V, com resgates no valor de R\$ 72,4 mil e (ii) movimentações diárias dos Fundos Exclusivos (saldo de resgates maior que aplicações) no valor de R\$ 94,1 mil.

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

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 2011, 2010 e 2009 era de R\$ 923,1 milhões, R\$ 881,3 milhões e R\$ 794,5 milhões, respectivamente. O aumento de 5% em 2011 e 11% em 2010 é explicado principalmente por: (i) reajustes tarifários de 9,92% em abril de 2011 e 8,09% em abril de 2010 e (ii) aumento da provisão para créditos de liquidação duvidosa.

Títulos e Valores Mobiliários

O saldo da conta de títulos e valores mobiliários em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 era de R\$ 34,7 milhões, R\$ 69,0 milhões e R\$ 84,5 milhões, respectivamente. As variações de -50% em 2011 e -18% em 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 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

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

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

Tarifária, que é corrigida anualmente por esse índice. 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.

O saldo da conta de ativo financeiro em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 era de R\$ 659,6 milhões, R\$ 443,9 milhões e R\$ 308,2 milhões, respectivamente. O incremento de 49% em 2011 e 44% em 2010 é justificado pelo aumentos dos investimentos realizados em infra-estrutura da concessão.

Ativo 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 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 2011, 2010 e 2009 era de R\$ 3.280,9 milhões, R\$ 2.744,6 milhões e R\$ 2.399,1 milhões, respectivamente. O incremento de 20% em 2011 e 17% em 2010 é justificado pelo aumentos dos investimentos realizados em infra-estrutura da concessão.

Passivo

Fornecedores

O saldo da conta de fornecedores em 31 de dezembro de 2011, 2010 e 2009 era de R\$ 395,4 milhões, R\$ 335,7 milhões e R\$ 319,3 milhões, respectivamente. O incremento de 18% em 2011 e 5% em 2010 é justificado, principalmente, pela elevação no preço médio de leilões de energia e na aquisição de materiais.

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A dívida bruta da Companhia em 2011, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 2.715,0 milhões, 30,4% maior que em 2010 (R\$ 2.082,1 milhões) e 84,9% maior que em 2009 (R\$ 1.468,7 milhões).

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

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

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.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Demonstração do Resultado (Valores em R\$ mi)**

	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
RECEITA BRUTA	7.046.131	13%	142%	6.239.476	12%	142%	5.577.484	140%
(-) Deduções da receita bruta	(2.078.772)	13%	-42%	(1.845.152)	17%	-42%	(1.581.358)	-40%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	4.967.359	13%	100%	4.394.324	10%	100%	3.996.126	100%
Custo do serviço	(3.410.513)	17%	-69%	(2.902.851)	11%	-66%	(2.608.767)	-65%
LUCRO BRUTO	1.556.846	4%	31%	1.491.473	8%	34%	1.387.359	35%
Despesas com vendas	(313.978)	50%	-6%	(209.425)	21%	-5%	(173.495)	-4%
Despesas gerais e administrativas	(196.773)	33%	-4%	(148.477)	24%	-3%	(119.577)	-3%
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS	1.046.095	-8%	21%	1.133.571	4%	26%	1.094.287	27%
Resultado financeiro	(178.592)	857%	-4%	(18.668)	-31%	0%	(27.207)	-1%
Receita financeira	310.854	-8%	6%	336.687	9%	8%	307.937	8%
Despesa financeira	(489.446)	38%	-10%	(355.355)	6%	-8%	(335.144)	-8%
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS	867.503	-22%	17%	1.114.903	4%	25%	1.067.080	27%
Imposto de renda e contribuição social	(117.013)	-31%	-2%	(169.184)	-6%	-3%	(179.455)	-4%
Corrente	(264.154)	-10%	-5%	(293.840)	12%	-6%	(263.320)	-5%
Diferido	22.965	-201%	0%	(22.813)	-48%	0%	(44.268)	-1%
Incentivo SUDENE	143.060	-14%	3%	166.364	12%	3%	148.248	3%
Amortização do ágio e reversão PMIPL	(18.884)	0%	0%	(18.895)	-6%	0%	(20.115)	0%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	750.490	-21%	15%	945.719	7%	22%	887.625	22%
LUCRO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO:								
Ordinária	3,87			4,79			3,78	
Preferencial A	3,87			4,79			3,78	
Preferencial B	4,25			5,26			4,16	

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia nos exercícios de 2011, 2010 e 2009 foi de R\$ 7.046,1 milhões, R\$ 6.239,4 milhões e R\$ 5.577,4 milhões, respectivamente, composta conforme detalhamento a seguir:

	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
Fornecimento de Energia	2.131.400	3%	30%	2.061.618	6%	33%	1.940.476	35%
Disponibilidade da rede elétrica	3.873.370	15%	410%	3.359.963	15%	485%	2.929.285	53%
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	30.001	-40%	0%	50.034	278%	1%	13.249	0%
Receita de Construção da Infraestrutura da Concessão	944.904	36%	13%	693.153	10%	11%	631.724	11%
Outras Receitas	66.456	-11%	1%	74.708	19%	1%	62.750	1%
Total	7.046.131	13%	100%	6.239.476	12%	100%	5.577.484	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 8,09% e 9,92%, fixados pela ANEEL, com vigência, respectivamente a partir de 22 de abril de 2010 e de 22 de abril de 2011.
 - ✓ Aumento do consumo de energia elétrica de 3,6% e 3,1%, respectivamente em 2010 e 2011, devido, principalmente: (i) crescimento normal de mercado (consumidores x consumo x tarifa), (ii) aumento no número de consumidores em decorrência dos Programas de Universalização, incluindo o Programa Luz para Todos. A Companhia fechou o ano de 2011

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

com 5.081.987 contratos ativos em sua base de dados, um acréscimo de 181.204 contratos em relação a 2010 (4.900.783 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 devido ao aumento de investimentos, quando comparado a variação entre os períodos anteriores.

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 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 2011, 2010 e 2009 foram de R\$ 2.078,7 milhões, R\$ 1.845,2 milhões e R\$ 1.581,4 milhões, respectivamente. O aumento de 17% em 2010 e de 13% em 2011 é explicado principalmente pelo incremento dos encargos tributários incidentes na receita (ICMS, PIS, COFINS e ISS), proporcional ao aumento da receita de fornecimento entre os períodos considerados e pela variação nos encargos setoriais CCC, CDE, RGR entre outros que refletem os valores homologados anualmente pelo órgão regulador - ANEEL.

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

Receita Operacional Líquida

Em 2011, a receita operacional líquida da Companhia acumulou R\$ 4.967,3 milhões, montante 13% superior à registrada em 2010 que foi de R\$ 4.394,3 milhões (R\$ 3.996,1 milhões em 2009), principalmente em função dos reajustes tarifários de 2010 e 2011 e dos investimentos em infraestrutura da concessão.

Custo e Despesas do Serviço de Energia Elétrica

Os custos e despesas operacionais da Companhia nos anos de 2011, 2010 e 2009 têm a seguinte composição por natureza de gasto:

	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
Pessoal e Administradores	(219.291)	35%	6%	(162.786)	0%	5%	(163.272)	6%
Material	(11.992)	-13%	0%	(13.731)	0%	0%	(13.741)	0%
Serviços de terceiros	(277.039)	18%	7%	(233.980)	27%	7%	(183.727)	6%
Taxa de fiscalização serviço energia –TFSEE	(8.944)	8%	0%	(8.250)	2%	0%	(8.112)	0%
Energia elétrica comprada para revenda	(1.787.518)	8%	46%	(1.653.373)	12%	51%	(1.478.277)	51%
Encargos de uso do sistema transmissão	(242.486)	7%	6%	(227.317)	15%	7%	(197.756)	7%
Amortização	(234.202)	14%	6%	(206.042)	19%	6%	(172.517)	6%
Arrendamentos e alugueis	(4.041)	27%	0%	(3.191)	2%	0%	(3.130)	0%
Tributos	(2.988)	46%	0%	(2.047)	3%	0%	(1.996)	0%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(150.213)	386%	4%	(30.932)	27%	1%	(24.297)	1%
Custo de construção da infraestrutura da Concessão	(944.904)	36%	24%	(693.153)	10%	21%	(631.724)	22%
Outros	(37.646)	45%	1%	(25.951)	11%	1%	(23.290)	1%
Total custos / despesas	(3.921.264)	20%	100%	(3.260.753)	12%	100%	(2.901.839)	100%

Pessoal e Administradores

As despesas com pessoal e administradores estão demonstradas abaixo:

	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
Remunerações	(119.529)	8%	55%	(110.186)	0%	68%	(109.732)	67%
Encargos sociais	(58.501)	21%	27%	(48.336)	-3%	30%	(49.719)	30%
Entidade de Previdência Privada	(5.519)	-196%	3%	5.756	25%	-4%	4.596	-3%
Auxílio alimentação	(11.566)	17%	5%	(9.863)	7%	6%	(9.215)	6%
Convênio assistencial e outros benefícios	(9.525)	166%	4%	(3.583)	3%	2%	(3.473)	2%
Rescisões	(8.602)	2%	4%	(8.413)	52%	5%	(5.533)	3%
Férias e 13º salário	(28.423)	-11%	13%	(32.090)	31%	20%	(24.579)	15%
Plano de saúde	(16.320)	60%	7%	(10.200)	8%	6%	(9.475)	6%
Contencioso trabalhista	(17.464)	83%	8%	(9.554)	19%	6%	(8.050)	5%
Participação nos resultados	(20.964)	58%	10%	(13.296)	-60%	8%	(33.631)	21%
Encerramento de ordem em curso	(3.834)	70%	2%	(2.254)	42%	1%	(1.588)	1%
(-) Transferências para ordens	80.956	2%	-37%	79.233	-9%	-49%	87.127	-53%
Total	(219.291)	35%	100%	(162.786)	0%	100%	(163.272)	100%

As variações identificadas na rubrica de despesas com pessoal estão impactadas pelos seguintes fatores: (i) reajustes salariais de 6,5% e 7,07%, oriundos, respectivamente, do acordo coletivo de trabalho de novembro de 2010 e 2011; (ii) reajustes dos planos de assistência médica e dental decorrentes de aumento da sinistralidade e variação nos custos dos serviços; (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

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

corporativos em cada exercício social e (v) variação no número de empregados: 2009 – 2.550 empregados, 2010 – 2.541 empregados e 2011 – 2.533 empregados.

Serviços de Terceiros

As despesas com serviços de terceiros nos anos de 2011, 2010 e 2009 foram de R\$ 277,0 milhões, R\$ 233,9 milhões e R\$ 183,7 milhões, respectivamente. O aumento de 27% quando comparado com 2009 e de 18% quando comparado com 2010 é resultado principalmente: (i) ao aumento dos gastos com serviços de cobrança e corte e religação, com a intensificação das ações de campo e incremento no número de negativas, visando a redução da inadimplência; (ii) aumento no quantitativo de leitura de medidores e entrega de contas, influenciado pela implantação do novo sistema comercial SAP CCS e (iii) aumento no custo do serviço de arrecadação devido à migração da cobrança bancária para instituições financeiras que possuem tarifa mais elevada.

Energia elétrica comprada para revenda

As despesas com energia elétrica comprada para revenda nos anos de 2011, 2010 e 2009 foram, respectivamente, de R\$ 1.787,5 milhões, R\$ 1.653,3 milhões e R\$ 1.478,2 milhões. O aumento na comparação entre os períodos de 8% e 12%, respectivamente em 2011 e 2010, quando comparado com o ano anterior, é explicado principalmente devido ao maior volume de energia comprada em leilões e ao incremento no custo com compra de energia devido a elevação no preço médio dos leilões.

Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão

As despesas com encargos de uso do sistema de transmissão nos anos de 2011, 2010 e 2009 foram, respectivamente, de R\$ 242,5 milhões, R\$ 227,3 milhões e R\$ 197,8 milhões. O aumento na comparação entre os períodos de 7% e 6%, respectivamente em 2011 e 2010, quando comparado com o ano anterior, é devido principalmente aos aumentos na cota anual dos encargos de Rede Básica e de Serviço do Sistema (ESS), estabelecidos pela ANEEL.

Amortização

As despesas com amortização nos anos de 2011, 2010 e 2009 foram, respectivamente, de R\$ 234,2 milhões, R\$ 206,0 milhões e R\$ 172,5 milhões. O aumento na comparação entre os períodos de 14% e 19%, respectivamente em 2011 e 2010, 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 e do novo sistema comercial SAP CCS.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**Provisão para créditos de liquidação duvidosa**

As despesas com provisão para créditos de liquidação duvidosa cresceram nos exercícios de 2011 e 2010, quando comparados com o exercício anterior, respectivamente, 386% e 27%. Esse crescimento é justificado principalmente pelo aumento da inadimplência da classe residencial e residencial baixa renda, impactado pelos novos critérios de fornecimento de energia 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; e pelas novas regras de cadastramento dos consumidores enquadrados na tarifa social de baixa renda.

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 2011, 2010 e 2009, 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 2011, 2010 e 2009 foram, respectivamente, de R\$ 37,6 milhões, R\$ 25,9 milhões e R\$ 23,2 milhões. O crescimento de 45% dessas despesas quando comparada a 2010 está relacionado ao aumento dos gastos com indenizações de processos cíveis – decorrente do incremento do número de ações no juizado em razão da intensificação do combate à fraude e processo de cobrança dos inadimplentes.

Resultado Financeiro

Receita Financeira	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
Renda de aplicações financeiras	34.112	-8%	11%	37.191	33%	11%	27.951	9%
Juros, comissões e acréscimo moratório	68.673	90%	22%	36.185	3%	11%	35.050	11%
Variação monetária	59.948	-22%	19%	77.259	163%	23%	29.406	10%
Variação cambial	46.228	-11%	15%	51.978	-55%	15%	115.084	37%
Operações Swap	78.191	46%	25%	53.589	27%	16%	42.278	14%
Outras receitas financeiras	23.702	-71%	8%	80.485	38%	24%	58.168	19%
Total	310.854	-8%	100%	336.687	9%	100%	307.937	100%

Despesa Financeira	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AH%	AV%	31/12/2009	AV%
Encargos de dívida	(161.741)	44%	33%	(112.391)	43%	32%	(78.629)	23%
Variação monetária	(70.764)	39%	14%	(51.065)	22%	14%	(41.960)	13%
Variação cambial	(79.978)	100%	16%	(40.040)	182%	11%	(14.198)	4%
Operações Swap	(100.150)	-7%	20%	(107.493)	-33%	30%	(160.726)	48%
Outras despesas financeiras	(76.813)	73%	16%	(44.366)	12%	12%	(39.631)	12%
Total	(489.446)	38%	100%	(355.355)	6%	100%	(335.144)	100%

Resultado Financeiro Líquido	(178.592)	857%		(18.668)	-31%		(27.207)	100%
-------------------------------------	------------------	-------------	--	-----------------	-------------	--	-----------------	-------------

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

O resultado financeiro líquido, negativo, da Companhia foi de R\$ 178,6 milhões em 2011, um incremento de 857% em relação a 2010, quando o resultado foi de R\$ 18,7 milhões (R\$ 27,2 milhões em 2009). Essa variação decorre dos seguintes fatores:

- ✓ Registro não recorrente da reversão de R\$ 69,6 milhões em 2010 referente aos valores recolhidos de PIS/COFINS incidentes sobre receitas financeiras (alargamento da base de cálculo).
- ✓ Aumento dos encargos de dívidas em função do crescimento no nível de endividamento da companhia em 30,4% (lançamento do BONDS) e aumento do CDI em 17,8% em relação a 2010.
- ✓ 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\$ 117 milhões, comparadas com R\$ 169,2 milhões em 2010 (R\$ 179,5 milhões em 2009). Essa redução é o efeito líquido da redução do imposto devido e do benefício fiscal concedido pela SUDENE, tendo em vista a redução da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social.

Lucro Líquido do Exercício

Devido aos fatores explicados acima, o lucro líquido em 2011 foi de R\$ 750, milhões, representando uma redução de 21% quando comparado com 2010, quando o resultado foi de R\$ 945,7 milhões (R\$ 887,6 milhões em 2009).

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:				
	31/12/2011	%	31/12/2010	%	31/12/2009
Fornecimento Faturado de Energia Elétrica (a)	5.667.837	13,28%	5.003.539	11,16%	4.501.103
Fornecimento Não Faturado de Energia Elétrica (b)	-985	-106,91%	14.262	2128,51%	640
(-) Transferência para atividade de distribuição (c)	-3.759.491	15,32%	-3.260.057	13,45%	-2.873.577
Disponibilização do sistema de distribuição (d)	3.873.370	15,28%	3.359.963	14,70%	2.929.285
Subvenção à tarifa social baixa renda (e)	224.040	-26,40%	304.394	-2,53%	312.310
Receita de Construção (f)	944.904	36,32%	693.153	9,72%	631.724
Outras receitas operacionais	96.457	-22,35%	124.222	63,45%	75.999
Total	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 nº 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

10. Comentários dos diretores / 10.2 - Resultado operacional e financeiro**ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais**

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

Fonte: DFP

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:
 - 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.

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

- 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 ,09% em abril de 2010.
- 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.

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

- 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.

Principais fatores que influenciaram os resultados operacionais de 2009:

- Reajuste das tarifas de fornecimento de energia elétrica de 9,86 em abril de 2009.
- 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.

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

- 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).
- Crescimento 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.

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 de energia conforme características específicas de cada 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 e tamanho do mercado (quantidade de

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

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.

Resumimos abaixo os detalhes dos três últimos reajustes tarifários e segunda revisão tarifária da Companhia, ocorridos nos exercícios de 2009, 2010 e 2011.

2009

Revisão Tarifária Definitiva

A Agência Nacional de Energia Elétrica - ANEEL, responsável pela regulação do setor elétrico brasileiro, estabeleceu em 7 de abril de 2009 de modo definitivo o resultado da segunda Revisão Tarifária Periódica da COELBA, definindo o índice de Reposicionamento Tarifário em -13,51%, diferente do índice provisório homologado em abril de 2008, de -12,12%. Não houve alteração dos componentes financeiros externos a Revisão Tarifária de 2008.

Desse modo a diferença entre o reposicionamento provisório, estabelecido na Resolução Homologatória nº. 638/2008, de 17 de abril de 2008, e o índice definitivo, estabelecido através da Resolução Homologatória nº. 799/2009, de 7 de abril de 2009, foi de -1,39 p.p., efeitos esses que foram repassados para compensação, na forma de componente financeiro passivo de R\$ 51,8 milhões, incluído no processo de Reajuste Tarifário de 2009, com efeito, negativo não recorrente no resultado do exercício.

Reajuste Tarifário

A ANEEL fixou ainda, em 9,86% o índice de reajuste das tarifas, resultado do Reajuste Tarifário de 2009, com vigência a partir de 22 de abril de 2009, sendo 8,44% relativos ao reajuste tarifário anual e 1,42% aos componentes financeiros.

O percentual percebido na conta dos consumidores cativos foi em média de 6,03%, sendo de 5,58% 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, tiveram aumento de 6,82%, em média.

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

Composição da Tarifa

Os encargos setoriais e tributos continuam tendo uma grande participação nos custos da tarifa de energia elétrica, representando 33% da mesma. Já as despesas com a compra e transmissão de energia respondem por 37%. Cabe à COELBA os 30% restantes para cobrir os custos de operação, manutenção, administração do serviço e investimentos.

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 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,

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

tiveram reajuste médio de 10,16%. Para os consumidores atendidos em baixa tensão, que inclui os consumidores residências e 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.

O Reajuste Tarifário de 2011 foi realizado em conformidade com a cláusula sétima do contrato de concessão da COELBA nº. 010/97, a qual prevê que a Poder Concedente procederá, anualmente, o reajuste dos valores das tarifas aplicáveis à prestação do serviço de distribuição de energia elétrica.

Para este fim, o Poder Concedente aplica fórmula prevista na subcláusula sexta da cláusula sétima do Contrato de Concessão, onde são observados 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 compõe a Receita da Concessionária.

Composição da Tarifa

Os encargos setoriais e tributos continuam tendo uma grande participação nos custos da tarifa de energia elétrica, representando 34% da mesma. Já as despesas com a compra e transmissão de energia respondem por 36%. Cabe à COELBA os 30% restantes para cobrir os custos de operação, manutenção, administração do serviço e investimentos.

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 as 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.

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

Em 2011, as vendas para consumidores finais cativos representaram 95,6% da quantidade de energia vendida e 80,4% da receita operacional, em comparação com 95,16% e 80,4% em 2010 (98,75% da energia vendida e 81,7% da receita operacional de 2009). 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 2009 a 2011. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

Reajuste Tarifário Anual

- Em 22 de abril de 2011 – 9,92%
- Em 22 de abril de 2010 – 8,09%
- Em 22 de abril de 2009 – 9,86%

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 contratobilateral.. 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 2011, a energia contratada para atender a demanda da Companhia totalizou 18.506 GWh, um incremento de 4,3% em comparação com 17.733 GWh em 2010 (4,7% em comparação com 16.874 GWh em 2009). Essa energia foi adquirida a um custo médio acumulado de R\$ 106,65/MWh, 2,5% acima do realizado no ano anterior que foi de R\$ 104,08/MWh (R\$ 92,54/MWh em 2009).

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

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.

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

Fonte: DFP

2009

O ano de 2009 foi marcado por momentos de instabilidade no cenário econômico internacional decorrente da crise financeira iniciada em 2008. Em relação à economia brasileira, ainda que com menor intensidade, os efeitos dessa crise se fizeram presente. Entretanto, o Governo adotou medidas para estimular o consumo, como a redução nas taxas de juros e concessão de incentivos fiscais. O produto interno bruto não registrou crescimento real neste ano, contrastando com um crescimento anual de aproximadamente 4,8% entre 2004 e 2008.

A taxa média de câmbio em 2009 foi de 1,74, evidenciando uma queda de 25% em relação à registrada no exercício anterior. A taxa básica de juros, Selic, também manteve a tendência de queda, fechando o ano em 9,05% contra 13,75% de 2008. A inflação se manteve dentro da meta estabelecida pelo Governo Federal, fechando o ano em 4,31%, segundo o Índice de Preço ao

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

Consumidor Amplo – IPCA. O IGPM, índice utilizado como indexador para o reajuste das tarifas de energia elétrica, fechou o ano com uma deflação de 1,72%, a primeira queda anual desde o início da série histórica em 1989.

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

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.

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

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.

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 31/12/2011.

As demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2011 e 2010 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.

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 as 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.

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

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.
- 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;

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

- 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;
- 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 01/01/2011.

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

CPC 00 - Estrutura Conceitual para Elaboração e Divulgação de Relatório Contábil-Financeiro (R1) - aprovado pela Deliberação CVM Nº 675, de 13 de dezembro de 2011. A revisão da norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 15 (R1) - Combinação de Negócios - aprovado pela Deliberação CVM Nº 665, de 04 de agosto de 2011. A revisão da norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 19 (R1) - Investimento em Empreendimento Controlado em Conjunto (Joint Venture) - aprovado pela Deliberação CVM Nº 666, de 04 de agosto de 2011. A revisão da norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 20 (R1) - Custos de Empréstimos - aprovado pela Deliberação CVM Nº 672, de 20 de outubro de 2011. A revisão da norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 26 (R1) - Apresentação das Demonstrações Contábeis - aprovado pela Deliberação CVM Nº 676, de 13 de dezembro de 2011. A revisão da norma esclarece que as empresas devem apresentar

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

análise de cada item de outros resultados abrangentes nas demonstrações das mutações do patrimônio líquido ou nas notas explicativas.

Interpretação Técnica ICPC 01(R1) e Interpretação Técnica ICPC 17 - Contabilização e Evidenciação de Contratos de Concessão - aprovado pela Deliberação CVM Nº 677, de 13 de dezembro de 2011. A revisão da norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia vez que os requerimentos estabelecidos pelas interpretações já vêm sendo adotados.

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.

(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.

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

(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 correspondente 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.

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.

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

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:

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.

Os valores contábeis de ativos e passivos reconhecidos que representam itens objeto de hedge a valor justo que, alternativamente, seriam contabilizados ao custo amortizado, são ajustados para demonstrar as variações nos valores justos atribuíveis aos riscos que estão sendo objeto de hedge.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

A liquidação das transações envolvendo essas estimativas poderá resultar em valores significativamente divergentes dos registrados nas demonstrações financeiras devido ao tratamento probabilístico inerente ao processo de estimativa. A Companhia revisa suas estimativas e premissas pelo menos anualmente.

Os valores contábeis de ativos e passivos reconhecidos que representam itens objeto de hedge a valor justo que, alternativamente, seriam contabilizados ao custo amortizado, são ajustados para demonstrar as variações nos valores justos atribuíveis aos riscos que estão sendo objeto de hedge.

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 classificados como instrumento de hedge.

b.1) Mensuração subsequente dos passivos financeiros

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

- Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado

Passivos financeiros a valor justo por meio do resultado incluem passivos financeiros para negociação e passivos financeiros designados no reconhecimento inicial a valor justo por meio do resultado.

A Companhia não apresentou nenhum passivo financeiro a valor justo por meio do resultado.

- Mantidos para negociação

Passivos financeiros são classificados como mantidos para negociação quando forem adquiridos com o objetivo de venda no curto prazo. Esta categoria inclui instrumentos financeiros derivativos contratados pela Companhia que não satisfazem os critérios de contabilização de hedge definidos pelo CPC 38. Derivativos, também são classificados como mantidos para negociação, a menos que sejam designados como instrumentos de hedge efetivos. Ganhos e perdas de passivos para negociação são reconhecidos na demonstração do resultado.

- 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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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. De acordo com o preconizado no CPC 38, esses derivativos foram contabilizados como instrumentos financeiros de hedge (*hedge accounting*).

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.

Para os fins de contabilidade de hedge (*hedge accounting*), a Companhia classifica os hedges como hedge de valor justo, ao fornecer proteção contra a exposição às alterações no valor justo de ativo ou passivo reconhecido ou de compromisso firme não reconhecido, ou de parte identificada de tal ativo, passivo ou compromisso firme, que seja atribuível a um risco particular e possa afetar o resultado.

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.

A Companhia classifica formalmente e documenta a relação de hedge à qual deseja aplicar contabilidade de hedge, bem como o objetivo e a estratégia de gestão de risco da administração para levar a efeito o hedge. A documentação inclui a identificação do instrumento de hedge, o item ou transação objeto de hedge, a natureza do risco objeto de hedge, a natureza dos riscos excluídos da relação de hedge, a demonstração prospectiva da eficácia da relação de hedge e a forma em que a Companhia irá avaliar a eficácia do instrumento de hedge para fins de compensar a exposição a mudanças no valor justo do item objeto de hedge.

Espera-se que esses hedges sejam altamente eficazes para compensar mudanças no valor justo, sendo permanentemente avaliados para verificar se foram efetivamente altamente eficazes ao longo de todos os períodos-bases para os quais foram destinados.

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,

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

Ativo indenizável (concessão)

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 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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

De acordo com o preconizado no CPC 38, as obrigações em moeda estrangeira são consideradas como itens objeto de hedge (*hedge accounting*), e estão contabilizados pelos seus valores justos.

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

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 seja distribuído a título de dividendos. Adicionalmente, de acordo com o estatuto social, compete ao Conselho de Administração deliberar sobre o pagamento de juros sobre o capital próprio e de

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

dividendos intermediários, que deverão estar respaldados em resultados revisados por empresa independente, contendo projeção dos fluxos de caixa que demonstrem a viabilidade da proposta.

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, ao passo que registra os dividendos propostos excedentes ao mínimo obrigatório como "Proposta de distribuição de dividendo adicional" no patrimônio líquido.

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 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.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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 vem promovendo o fortalecimento da sua estrutura geral de controles internos, em linha com os requerimentos da seção 404 da Lei norte-americana *Sarbanes-Oxley* e dos princípios básicos de Governança Corporativa.

O trabalho de controles internos é realizado desde 2004 nas empresas de Distribuição, 2008 nas empresas de Geração, Transmissão e Comercialização de Energia e 2009 na Holding Neoenergia. Este trabalho contempla o mapeamento de processos, através da elaboração de fluxogramas e matriz de riscos/controles; procedimento de walkthrough, no qual é avaliado o desenho dos controles identificados no mapeamento; realização de testes para os controles que mitigam riscos altos e acompanhamento dos planos de ação para solução dos gaps identificados.

Atualmente, a COELBA possui 295 controles mapeados e 16 recomendações de melhoria, as quais não representam deficiências significativas. A implantação das recomendações é monitorada periodicamente pelas áreas de controles internos e pela Diretoria Executiva.

Com o objetivo de alinhar os processos e controles do Grupo Neoenergia, foi atualizada em 2011 a norma de limites e alçadas. Esta norma estabelece critérios e responsabilidades para a execução de atos que gerem obrigações, desembolsos ou reembolsos para as empresas do Grupo.

Adicionalmente, 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 2011, 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 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.

Em 2009, a Coelba não realizou oferta pública de distribuição de valores mobiliários.

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

Não aplicável. Não houve desvios relevantes.

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

Não aplicável.

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:

Não aplicável

i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos

Não aplicavel

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

Não aplicavel

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

Não aplicável.

iv. contratos de construção não terminada

Não aplicável

v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não se aplica.

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não se aplica.

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

Não aplicavel.

b. natureza e o propósito da operação

Não aplicavel.

c. natureza e montante das obrigações assumidas e dos direitos gerados em favor do emissor em decorrência da operação

Não se aplica.