

## Índice

---

### 5. Gerenciamento de riscos e controles internos

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

### 10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	24
10.2 - Resultado operacional e financeiro	43
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	61
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	62
10.5 - Políticas contábeis críticas	64
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	79
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	80
10.8 - Plano de Negócios	81
10.9 - Outros fatores com influência relevante	82

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

### ***IV. Estrutura Tributária e de Encargos Setoriais***

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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

**a. riscos para os quais se busca proteção**

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

A Política Financeira estabelece a busca por:

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

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

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

**Risco de crédito**

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

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

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

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

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

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

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

### **Risco de Liquidez**

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

### **Risco de Variação Cambial**

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

### **Risco encargos de dívida**

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

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

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

### ***Risco de vencimento antecipado***

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

### ***Risco de inadimplência***

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

### **b. estratégia de proteção patrimonial (hedge)**

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

### **c. instrumentos utilizados para proteção patrimonial (hedge)**

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

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



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

**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

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

estratégicas, que atuam como fóruns de discussão para subsidiar as decisões do Conselho de Administração.

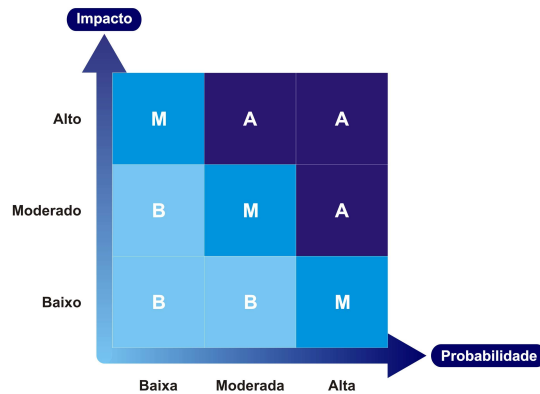
A estrutura de governança tem como principal característica o modelo de gestão matricial, com a presença de Diretores Executivos nas diretorias das empresas controladas e Diretor Presidente da Neoenergia nos Conselhos de Administração das empresas controladas. A estruturação desse modelo permitiu o alinhamento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

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

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

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

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

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

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

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

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

Sistemas de Informação/Gestão:

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

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

Canais de Comunicação:

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

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

A auditoria interna é responsável por:

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

A área de controles internos é responsável por:

- Mapear os principais processos de negócio que proporcionam impactos relevantes sobre as demonstrações financeiras;
- Controlar e acompanhar os planos de ação para atendimento às recomendações das auditorias (interna e externa) e gaps identificados nos trabalhos de SOX;
- Efetuar a gestão do processo de controle de acesso ao sistema SAP R/3, incluindo:

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

- 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 transações críticas e de conflito de segregação de funções.
- Efetuar a gestão do sistema de normativos, garantindo a padronização e atualização das diretrizes, normas e procedimentos do Grupo Neoenergia.

A área de segurança da informação é responsável por:

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

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

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

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

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

### 5.4 - Outras informações relevantes



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

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

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

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

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

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

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

Analista principal: Alvaro Astorico, São Paulo, (34) 91-389-6964; [alvaro.astorico@standardandpoors.com](mailto:alvaro.astorico@standardandpoors.com)  
 Contato analítico adicional: Vinicius Ferreira, São Paulo, (55) 11 3039-9763; [vinicius.ferreira@standardandpoors.com](mailto:vinicius.ferreira@standardandpoors.com)  
 Líder do comitê de rating: Sergio Fuentes, Buenos Aires (54) 11-4891-2131, [sergio.fuentes@standardandpoors.com](mailto:sergio.fuentes@standardandpoors.com)

---

**Resumo**

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

### Ações de Rating

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

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

### Fundamentos

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

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

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



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

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

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

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

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

### Liquidez

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

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

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

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

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

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

### Perspectiva

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

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

### Crítérios e Artigos Relacionados

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

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

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



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

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

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

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

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

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

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

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

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

McGRAW-HILL

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



**Brasil**

Data de Publicação: 3 de abril de 2012

Comunicado à Imprensa

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

Analistas: Paula Martins, São Paulo, (55) 11-3039-9731, [paula\\_martins@standardandpoors.com](mailto:paula_martins@standardandpoors.com); Luísa Vilhena, São Paulo, (55) 11-3039-9727, [luisa\\_vilhena@standardandpoors.com](mailto: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	
<b>Neoenergia S.A.</b>	
<i>Ratings de Crédito Corporativo</i>	
Escala global	
Moeda estrangeira	BBB-/Estável/-
Moeda local	BBB-/Estável/-
Escala Nacional Brasil	brAAA/Estável/-
<b>Companhia Energética de Pernambuco (CELPE)</b>	
<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
<b>Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN)</b>	
<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
<b>Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA)</b>	
<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
<b>Termopernambuco S.A.</b>	
Emissões de debêntures	brAA+
<b>Itapebi Geração de Energia S.A.</b>	
Emissões de debêntures	brAA+



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

### 10.1 - Os diretores devem comentar sobre:

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

#### a. as condições financeiras e patrimoniais gerais

A COSERN detém o direito à exploração do serviço público de distribuição de energia elétrica no Estado do Rio Grande do Norte. 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 capital intensivo, a COSERN investe constantemente na melhoria, manutenção e expansão da sua rede de distribuição. Para o financiamento destes investimentos, a COSERN busca o apoio dos bancos de fomento. Cerca de 40% da dívida da COSERN é proveniente de contratos com bancos de fomentos e organismos multilaterais, dentre eles o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES e o Banco do Nordeste do Brasil – BNB e FINEP.

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).

#### 2012:

A COSERN encerrou o exercício de 2012 com uma receita operacional bruta de R\$ 1.995,0 milhões (R\$ 1.670,7 milhões em 2011), representando um aumento de 19,4%. A receita líquida somou R\$ 1.418,3 milhões, 23,4% superior à receita líquida apurada no mesmo período do no anterior de R\$ 1.149,7 milhões.

A arrecadação bruta de R\$ 1.873,36 milhões superou em 14,24% a registrada em 2011, como fruto das ações adotadas para a recuperação de créditos. O índice de arrecadação foi de 100,35% do faturamento registrado em 2012, contra 101,6% em 2011.

O EBITDA foi de R\$ 315,3 milhões em 2012, o que representa uma redução de 1,9% quando comparado com o total de R\$ 321,4 milhões em 2011. A margem do EBITDA de 2012 foi de 22,2% ante os 28,0% de 2011.

O Lucro Líquido da COSERN em 2012 foi R\$ 245,8 milhões, contra R\$ 232,1 milhões em 2011, refletindo um acréscimo de 5,9%.

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

O fornecimento de energia elétrica em 2012 (mercado cativo de energia) foi de 4.170.159 MWh, ante um consumo faturado de 3.942.807 MWh no mesmo período do ano passado, representando um acréscimo de 5,77% em relação ao mesmo período de 2011 o que significa um aumento de 227.352 MWh.

Este aumento foi influenciado principalmente pelas altas temperaturas observadas no período, assim como pela prolongada estiagem, caracterizando a pior seca que assola o Estado nos últimos anos. A classe residencial apresentou um crescimento de 6,80% e a classe comercial cresceu 5,36%. O crescimento da classe rural foi de 36,93% devido à grande necessidade por irrigação, decorrente da falta de chuvas. Por outro lado, a classe industrial registrou queda de 11,40%, em função da baixa produção industrial, bem como pelo fechamento da Coteminas, maior fábrica têxtil do Estado.

No que se refere aos investimentos aportados, foram aplicados, em 2012, R\$ 174,5 milhões destinados à melhoria dos padrões de qualidade operacional e a capacidade de fornecimento da energia elétrica aos nossos clientes.

A Companhia encerrou o exercício com índice de perdas de energia de 11,43%, índice superior ao registrado em 2011. Em relação aos indicadores de continuidade a COSERN registrou um DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) de 14,48 horas e para o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) de 7,91 interrupções, com este resultado, o DEC ficou 4,9% e o FEC 12,8% abaixo dos valores registrados em 2011. O TMA (Tempo Médio de Atendimento) em 2012 foi de 151,22 minutos, ficando 1,8% abaixo do realizado em 2011.

Os contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures totalizaram R\$ 590 milhões em 2012, ficando -2,64% abaixo de dezembro de 2011, no valor de R\$ 606 milhões, representando 69,82% do patrimônio líquido. Atualmente, o endividamento da Companhia está concentrado no longo prazo.

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

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

### 2011:

A COSERN encerrou o exercício de 2011 com uma receita operacional bruta de R\$ 1.670,7 milhões (R\$ 1.625,5 milhões em 2010), representando um aumento de 2,8%. A receita líquida somou R\$ 1.149,7 milhões, 0,1% inferior à receita líquida apurada no mesmo período do no anterior de R\$ 1.150,8 milhões.

A arrecadação bruta de R\$ 1.639,8 milhão superou em 5,3% a registrada em 2010, como fruto das ações adotadas para a recuperação de créditos. O índice de arrecadação foi de 101,6% do faturamento registrado em 2011, contra 102,7% em 2010.

O EBITDA/LAJIDA (lucro antes dos juros, impostos, depreciação e amortização) do ano de 2011 foi de R\$ 320,9 milhões (R\$ 331,5 milhões em 2010), representando um decréscimo de 3,2% em relação ao ano anterior.

O Lucro Líquido da COSERN em 2011 foi R\$ 232,1 milhões, contra R\$ 253,7 milhões em 2010, refletindo um decréscimo de 8,5%.

O fornecimento de energia elétrica em 2011 (mercado cativo de energia) foi de 3.942.807 MWh, ante um consumo faturado de 3.839.158 MWh no mesmo período do ano passado, representando um acréscimo de 2,7% em relação ao mesmo período de 2010 o que significa um aumento de 103.649 MWh.

Esta variação deve-se ao retorno de clientes para o mercado cativo, além da entrada de uma nova fábrica de cimento no Estado, o que resultou em um aumento de 6,2% na classe industrial. Por outro lado, em função do alto índice de chuvas e da baixa sensação térmica registrados em 2011, a classe rural apresentou queda de 7,6%, assim como a classe residencial que cresceu apenas 4,3%, ficando abaixo do crescimento histórico, e o comércio que também foi bastante afetado pelas baixas temperaturas, cresceu apenas 2,5% em relação ao ano de 2010.

Em 2011 a COSERN investiu R\$ 141,7 milhões, os quais foram destinados à melhoria da qualidade e da capacidade do fornecimento de energia elétrica aos seus clientes.

A Companhia encerrou o exercício com índice de perdas de energia de 10,82%, índice inferior ao registrado em 2010. O sistema de distribuição registrou para o indicador DEC (Duração Equivalente de Interrupção por Consumidor) valor igual a 15,22 horas e para o FEC (Frequência Equivalente de Interrupção por Consumidor) valor igual a 9,07 interrupções. Desconsiderada a contribuição das interrupções originadas pela transmissora, foram iguais a 14,54 horas e 7,69 interrupções, respectivamente. Ressaltamos que, com este resultado, o DEC ficou 10% e o FEC 2% abaixo das metas estabelecidas. O TMA (Tempo Médio de Atendimento) em 2011 foi de 154 minutos, ficando 2,53% abaixo do realizado em 2010.

Os contratos de empréstimos, financiamentos e debêntures totalizaram R\$ 634,7 milhões em 2011, ficando 22,53% acima de dezembro de 2010, no valor de R\$ 518,0 milhões,

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

representando 82,46% do patrimônio líquido. Atualmente, o endividamento da Companhia está concentrado no longo prazo.

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

### 2010:

A COSERN encerrou o exercício de 2010 com uma receita operacional bruta de R\$ 1.625,5 milhões (R\$ 1.459,7 milhões em 2009), representando um aumento de 10,6%. A receita operacional líquida somou R\$ 1.150,8 milhão, 8,6%, superior a receita líquida apurada no mesmo período do ano anterior R\$ 1.060,2 milhões.

A arrecadação bruta de R\$ 1.557,33 milhão superou em 11,21% a registrada em 2009, como fruto das ações adotadas para a recuperação de créditos. O índice de arrecadação foi de 102,7% do faturamento registrado em 2010, contra 101,4% em 2009.

O EBITDA foi de R\$ 331,5 milhões em 2010, o que representa um aumento de 6,2% quando comparado com o total de R\$ 312,2 milhões em 2009. A margem do EBITDA de 2010 foi de 28,8% ante os 29,4% de 2009.

O Lucro Líquido da COSERN em 2010 foi R\$ 253,7 milhões, contra R\$ 244,8 milhões em 2009, refletindo um aumento de 3,6%.

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

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

Estrutura de Capital	Exercício social terminado em:					
	31/12/2012		31/12/2011 (Reapresentado)		31/12/2010 (Reapresentado)	
	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%	R\$ Mil	%
<b>Capital Próprio</b>	832.502	47,56	769.748	48,21	719.912	47,97
<b>Capital de Terceiros</b>	917.830	52,44	826.958	51,79	780.778	52,03

Fonte: DFP

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

### **i. Hipóteses de resgate**

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

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais****ii. Fórmula de cálculo do valor de resgate**

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

**c. a capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos**

A COSERN 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 últimos três anos.

Valores em R\$ mil

Indicador	Exercício social terminado em:		
	31/12/2012	31/12/2011 (Reapresentado)	31/12/2010 (Reapresentado)
<b>EBITDA</b>	315.371	321.421	312.948

Fonte: DFP

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

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

Indicador	Exercício social terminado em:		
	31/12/2012	31/12/2011 (Reapresentado)	31/12/2010 (Reapresentado)
<b>Dívida Líquida Total/EBITDA</b>	1,43	1,35	1,43

Fonte: DFP

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

A Cosern 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 o Grupo Neoenergia tradicionalmente acessa o mercado de capitais doméstico para complementar suas fontes de financiamento, quando este apresenta condições favoráveis. Também faz parte da nossa estratégia acompanhar e ajustar nossos compromissos financeiros a nossa geração de caixa, evitando dessa forma captações de curto prazo. Outro ponto é a manutenção de contas garantidas, contratadas para necessidades pontuais geradas por possíveis descasamentos de fluxo de caixa ao longo do mês.

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais****e. as fontes de financiamento para capital de giro e para investimentos em ativos não-circulantes que pretende utilizar para cobertura de deficiências de liquidez**

Faz parte da estratégia da Companhia acompanhar e ajustar os compromissos financeiros a geração de caixa, evitando dessa forma captações de curto prazo. Eventualmente pequenas operações podem ser realizadas apenas com o objetivo de empréstimo ponte e casamento de fluxo de caixa. Com o rating brAAA da Standard and Poors a COSERN não teve dificuldade de encontrar contrapartes no mercado financeiro doméstico para essas operações nos últimos anos.

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

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

Valores em R\$ Mil

Indicador	Exercício social terminado em:		
	2012	2011	2010
<b>Passivo Circulante</b>	396.924	268.451	279.385
<b>Passivo não Circulante</b>	520.906	558.507	501.393
<b>% Endividamento de Curto prazo</b>	<b>43%</b>	<b>32%</b>	<b>36%</b>
<b>% Endividamento de Longo prazo</b>	<b>57%</b>	<b>68%</b>	<b>64%</b>

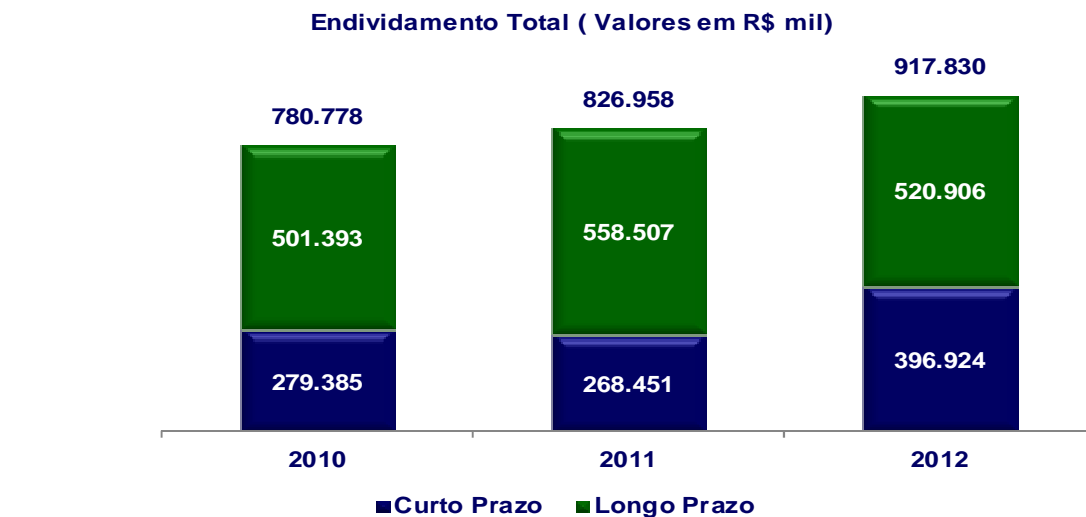
Fonte: DFP

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

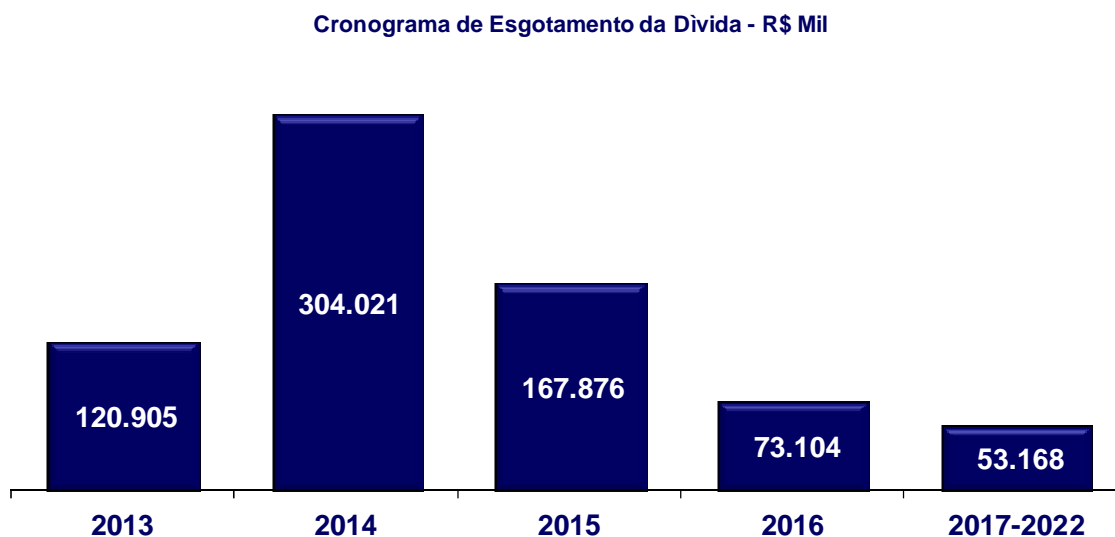
Faz parte da política financeira da Cosern buscar constantemente alongamento de prazo e redução de custos da sua dívida. Considerando os dados consolidados referentes ao passivo oneroso, a Cosern possuía em 31/12/2012, 43% do endividamento consolidado total vencendo no curto prazo e 57% no longo prazo.

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

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



Fonte: DFP



Fonte: DFP

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais****i. Contratos de Empréstimo e Financiamento Relevantes**

Empresa	Fonte	Moeda	Assinatura	Finalidade	Juros	Vencimento	Saldo da Dívida (R\$ mil)		
							2012	2011	2010
COSERN	BNB I	R\$	23/12/2004	Expansão/Melhoramento de Redes	10,00% a.a.	23/12/2013	9.256	18.513	27.769
COSERN	BNB II	R\$	27/11/2006	Expansão/Melhoramento de Redes	10,00% a.a.	27/11/2014	10.331	15.722	21.112
COSERN	BNB III	R\$	30/11/2007	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 3,21 a.a.	30/11/2022	18.793	20.689	22.584
COSERN	BNB IV	R\$	27/06/2008	Expansão/Melhoramento de Redes	10,00% a.a.	27/06/2016	51.950	64.278	72.486
COSERN	DEBÊNTURES	R\$	01/12/2007	Resgate antecipado 3ª Emissão	CDI + 0,6% a.a.	01/12/2014	72.877	109.540	145.909
COSERN	FINEP 2004	R\$	23/12/2004	Otimização do Desempenho da Rede	5,00% a.a.	15/01/2011	0	0	122
COSERN	FINEP 2009	R\$	14/10/2009	Projeto Prog. de Inovação 2009	5,00% a.a.	15/01/2018	15.169	18.123	14.570
COSERN	FINEP 2012	R\$	25/10/2012	Projeto Prog. de Inovação da COSERN 2012	5,00% a.a.	15/10/2020	1.730	0	0
COSERN	ELETROBRÁS	R\$	09/05/2001	Prog. de Eletrificação Rural - Luz no Campo	6,00% a.a.	30/10/2013	719	1.583	2.446
COSERN	ELETROBRÁS	R\$	16/06/2004	Prog. Nacio. de Universalização "Luz Para Todos" aa	6,00% a.a.	30/07/2016	1.541	1.971	2.400
COSERN	ELETROBRÁS	R\$	09/11/2005	Prog. Nacio. de Universalização "Luz Para Todos" aa2ª Etapa	6,00% a.a.	30/12/2017	2.884	3.461	4.038
COSERN	ELETROBRÁS	R\$	27/06/2006	Prog. Nacio. de Universalização "Luz Para Todos" aa3ª Etapa	6,00% a.a.	30/08/2018	6.536	7.690	8.843
COSERN	BNDES	R\$	23/12/2009	Investimento em rede de distribuição de energia elétrica	4,5% a.a./TJLP+2,12% a.a./TJLP+3,12% a.a.	15/06/2015	9.585	13.426	17.262
COSERN	BNDES	R\$	29/10/2010	Investimento em rede de distribuição de energia elétrica	5,5% a.a./TJLP+1,82% a.a./TJLP+2,82% a.a.	15/06/2016	27.277	35.082	26.635
COSERN	BNDES	R\$	24/03/2011	Investimento em rede de distribuição de energia elétrica	5,5% a.a./TJLP+1,82% a.a./TJLP+2,82% a.a.	15/06/2018	110.502	65.749	0
COSERN	BANCO DO BRASIL	R\$	04/05/2010	Capital de Giro	CDI + 1,00% a.a.	24/04/2015	96.697	96.666	96.218
COSERN	BANCO DO BRASIL	R\$	06/05/2010	Capital de Giro	12,149% a.a.	14/04/2014	68.335	63.057	55.677
COSERN	BANCO DO BRASIL	R\$	06/05/2011	Capital de Giro	98,50% CDI	18/04/2014	92.215	84.497	0
COSERN	BANK OF AMÉRICA	USD	08/04/2011	Capital de Giro	Libor + 1,65% a.a.	06/05/2016	14.683	14.725	0

**ii. Outras relações de longo prazo com instituições financeiras**

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

**iii. sobre o grau de subordinação entre as dívidas**

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



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

Vlores em R\$ Mil

Credor	Denominação	Saldo devedor em 31/12/2012	Saldo devedor em 31/12/2011	Saldo devedor em 31/12/2010	Classificação
BNB	BNB I /2004	9.256,33	18.512,67	27.769	Garantia Real
BNB	BNB II / 2006	10.331,45	15.721,77	21.112	Garantia Real
BNB	BNB III / 2007	18.793,33	20.688,73	22.584	Garantia Real
BNB	BNB IV / 2008	51.950,10	64.278,05	72.486	Garantia Real
Outros Debenturistas	DEBÊNTURES 4ª EMISSÃO	72.876,88	109.539,51	145.909	Gaantia Quirografária
Eletrobrás	ECF - LNC	719,32	1.582,51	2.446	Garantia Real
Eletrobrás	ECFS - LPT 1	1.540,62	1.970,56	2.400	Garantia Real
Eletrobrás	ECFS - LPT 2	2.883,97	3.460,77	4.038	Garantia Real
Eletrobrás	ECFS - LPT 3	6.536,35	7.689,83	8.843	Garantia Real
FINEP	FINEP/2004	-	-	122	Gaantia Quirografária
FINEP	FINEP/2009	15.169,31	18.122,64	14.570	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/09 - SUBCRÉDITO A2	144,65	202,63	261	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/09 - SUBCRÉDITO B2	144,70	202,71	261	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/09 - SUBCRÉDITO C2	121,40	170,07	219	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/09 - SUBCRÉDITO D2	121,44	170,14	219	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/09 - SUBCRÉDITO E2	185,27	259,54	334	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/09 - SUBCRÉDITO F2	185,34	259,64	334	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/09 - SUBCRÉDITO G2	66,65	93,37	120	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/09 - SUBCRÉDITO H2	66,67	93,41	120	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/09 SUBCRÉDITO K2	2.659,38	3.725,42	4.790	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/09 SUBCRÉDITO L2	2.660,34	3.726,95	4.792	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/09 SUBCRÉDITO M2	3.229,52	4.522,44	5.815	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/10 - SUBCRÉDITO I5	11.549,40	14.854,32	12.454	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/10 - SUBCRÉDITO J5	11.553,57	14.859,95	12.458	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/10 - SUBCRÉDITO K5	4.173,96	5.368,12	1.724	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/11 - SUBCRÉDITO A9	3.734,38	-	-	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/11 - SUBCRÉDITO B9	3.735,73	-	-	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/11 - SUBCRÉDITO Q9	42.546,73	26.013,24	-	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/11 - SUBCRÉDITO R9	42.562,08	26.022,11	-	Gaantia Quirografária
BNDES	BNDES/11 - SUBCRÉDITO S9	17.922,64	13.714,00	-	Gaantia Quirografária
Banco do Brasil	NOTA CRÉDITO COMERCIAL 1	96.696,55	96.666,19	96.218	Gaantia Quirografária
Banco do Brasil	NOTA CRÉDITO COMERCIAL 2	68.334,93	63.057,44	55.677	Gaantia Quirografária
Banco do Brasil	NOTA CRÉDITO COMERCIAL 3	92.214,64	84.497,38	-	Gaantia Quirografária
Merrill Lynch	BANK OF AMÉRICA	14.683,13	14.724,75	-	Gaantia Quirografária
FINEP	FINEP/2012	1.729,65	-	-	Gaantia Quirografária
OUTROS PASSIVO		360.750	192.187,15	262.706	Gaantia 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 COSERN possui contrato de empréstimo e financiamento que tem restrições impostas pelos credores, abaixo descritas.

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

Empresa	Dívida	Datas	Covenant	Pagamento de dividendos	Restrição à alienação de ativo	Restrição a contratação de novas dívidas e emissões de valores mobiliários	Alienação de controle societário
Cosern	ELETROBRÁS	31/12/2010, 31/12/2011 e 31/12/2012	Não há	Não declarar ou pagar qualquer dividendo, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, por conta de qualquer espécie de ações sejam novas ou de aumento de capital, exceto na hipótese de reavaliação do ativo, ou efetuar qualquer operação com referência a ditas ações, no caso de estar em atraso no cumprimento das obrigações previstas no contrato de financiamento.	Não há	Não assumir, sem expressa autorização da Eletrobrás, novos compromissos financeiros que, isolada ou conjuntamente, superem o equivalente a 5% de seu Ativo Fixo e/ou que elevem seu endividamento a nível superior a 66% do seu Ativo Fixo.	Não há
Cosern	BNDES	31/12/2010, 31/12/2011 e 31/12/2012	Não há	Não há	Sem prévia autorização do BNDES, não alienar nem onerar bens de seu ativo permanente, salvo quando se tratar de bens inservíveis ou obsoletos ou de bens que sejam substituídos por novos de idêntica finalidade.	Não assumir novas dívidas e não emitir debêntures sem prévia autorização do BNDES, exceto os empréstimos para atender aos negócios de gestão ordinária da Companhia.	O controle efetivo, direto ou indireto, da Beneficiária sofrer modificação após a contratação da operação, sem prévia e expressa autorização do BNDES.
Cosern	FINEP	31/12/2010, 31/12/2011 e 31/12/2012	Não há	Não há	Não há	Não obter financiamento ou praticar atos que, direta ou indiretamente, resultem em diminuição de sua capacidade de pagamento sem prévia e expressa autorização da FINEP, executados os atos ordinários de gestão.	Informar à FINEP todas as alterações realizadas no capital social e/ou estrutura societária, que possam influenciar no processo decisório da empresa, bem como aquelas que possam influenciar na capacidade de pagamento da Financiada, no prazo de 10 dias após o registro na Junta Comercial ou no Registro Civil de Pessoas Jurídicas competente.
Cosern	BNB	31/12/2010, 31/12/2011 e 31/12/2012	Não há	Pagar a seus acionistas dividendos e/ou juros sobre o capital próprio, exclusive os níveis mínimos definidos em lei, somente se as obrigações financeiras da Emitente/Creditada com o Banco relativas ao contrato estiverem em situação regular.	Não há	Não há	Comunicar previamente ao Banco propostas de matérias concernentes à cisão, fusão, incorporação envolvendo a Emitente/Creditada, exceto se decorrente de obrigação legal ou regulamentar imposta pela ANEEL.
Cosern	BB	31/12/2010, 31/12/2011 e 31/12/2012	Não há	Não há	Não há	Não há	O Banco do Brasil S.A. poderá considerar vencida a operação de crédito e exigir sua imediata liquidação se, na sua vigência, for transferido o controle do capital para empresa não pertencente ao Grupo Neoenergia, sem sua expressa concordância, considerando, outrossim, para os efeitos penais, todos os atos praticados que importarem violação das obrigações no referido financiamento.
Cosern	4ª Emissão de Debêntures	31/12/2010, 31/12/2011 e 31/12/2012	Dívida Líquida/EBITDA	Realização de qualquer pagamento de dividendos pela Emissora, ressalvado o disposto no artigo 202 da Lei n.º 6.404/76, ou de qualquer outra participação nos lucros estatutariamente prevista, caso esteja em mora relativamente ao pagamento de qualquer obrigação pecuniária prevista na Escritura de Emissão.	Não há	Não há	i) Alteração do controle acionário direto ou indireto da Emissora, sem que os Debenturistas previamente reunidos em AGD especialmente convocada para esse fim aproveem referida alteração ii) Cisão, fusão, incorporação ou qualquer forma de reorganização societária envolvendo a Emissora, que possa de qualquer modo vir a prejudicar o cumprimento das obrigações decorrentes da Escritura de Emissão, excetuadas a cisão, a fusão e a incorporação quando previamente aprovadas pelos Debenturistas reunidos em Assembléia Geral de Debenturistas.
Cosern	Merrill Lynch	31/12/2011 e 31/12/2012	Dívida Líquida/EBITDA	Não há	Não há	Não há	Alterações Fundamentais. Realizará qualquer fusão, consolidação ou incorporação na qual o Tomador não seja a entidade sucessora, ou qualquer outra fusão, consolidação ou incorporação por meio da qual o Patrimônio Líquido Consolidado do Tomador menos seu ativo tangível imediatamente posterior à entrada em vigor daquela operação não seja inferior ao Patrimônio Líquido Consolidado do Tomador menos seu ativo tangível imediatamente anterior àquela operação, ou venderá, cederá, arrendará, transferirá ou disporá, por outros meios, de todo ou de parte considerável do negócio do Tomador ou do ativo do Tomador, ressalvadas as distribuições de estoque no curso normal do negócio e coerente com sua experiência anterior.
			EBITDA/Resultado Financeiro				

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

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

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

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

A COSERN 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. Os limites de utilização dos financiamentos já contratados

A COSERN possui os seguintes financiamentos contratados e utilizados até 31/12/2012.

Exercício 2012		
Credor	Valor Contratado	Saldo Utilizado %
FINEP 2012	9.405	19
BNDES - Aditivo 2011	139.460	79

### h. as alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

As informações contidas neste item foram extraídas das demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2012, 2011 e 2010. 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.

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

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

<b>ATIVO</b>	<b>31/12/2012</b>	<b>AH%</b>	<b>AV%</b>	<b>31/12/2011</b>	<b>AH%</b>	<b>AV%</b>	<b>31/12/2010</b>	<b>AV%</b>
<b>CIRCULANTE</b>								
Caixa e equivalentes de caixa	124.924	-19%	7%	154.560	513%	10%	25.217	2%
Contas a receber de clientes e outros	241.643	16%	14%	209.097	-1%	13%	211.196	15%
Títulos e valores mobiliários	12.982	-26%	1%	17.452	481%	1%	3.004	0%
Impostos e contribuições a recuperar	55.320	162%	3%	21.115	-66%	1%	61.947	4%
Estoques	2.647	-9%	0%	2.913	39%	0%	2.093	0%
Despesas pagas antecipadamente	2.183	72%	0%	1.269	135%	0%	539	0%
Entidade de previdência privada	399	0%	0%	399	0%	0%	-	0%
Serviços em curso	10.967	0%	1%	10.957	24%	1%	8.868	1%
Outros ativos circulantes	6.950	53%	0%	4.530	-74%	0%	17.285	1%
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>458.015</b>	<b>8%</b>	<b>26%</b>	<b>422.292</b>	<b>28%</b>	<b>26%</b>	<b>330.149</b>	<b>23%</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>								
Contas a receber de clientes e outros	200.023	-11%	11%	224.410	-4%	14%	232.633	16%
Impostos e contribuições a recuperar	12.220	13%	1%	10.779	6%	1%	10.215	1%
Impostos e contribuições diferidos	108.599	-4%	6%	113.529	-8%	7%	122.892	9%
Depósitos judiciais	21.903	16%	1%	18.921	79%	1%	10.577	1%
Entidade de previdência privada	4.815	94%	0%	2.477	-43%	0%	4.362	0%
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	320.911	122%	18%	144.781	19%	9%	122.125	9%
Outros ativos não circulantes	822	119%	0%	375	-83%	0%	2.168	0%
Investimentos	1.572	35%	0%	1.163	-15%	0%	1.368	0%
Intangível	621.452	-6%	36%	657.979	14%	41%	578.086	41%
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>1.292.317</b>	<b>10%</b>	<b>74%</b>	<b>1.174.414</b>	<b>8%</b>	<b>74%</b>	<b>1.084.426</b>	<b>77%</b>
<b>ATIVO TOTAL</b>	<b>1.750.332</b>	<b>10%</b>	<b>100%</b>	<b>1.596.706</b>	<b>13%</b>	<b>100%</b>	<b>1.414.575</b>	<b>100%</b>
<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>								
<b>CIRCULANTE</b>								
Fornecedores	118.659	43%	7%	82.739	-11%	5%	92.554	7%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	103.721	19%	6%	87.418	19%	5%	73.714	5%
Salários e encargos a pagar	10.120	26%	1%	8.037	-22%	1%	10.325	1%
Taxas regulamentares	13.323	-5%	1%	13.972	-21%	1%	17.701	1%
Impostos e contribuições a recolher	50.880	8%	3%	47.321	23%	3%	38.500	3%
Dividendos e juros sobre capital próprio	50.792	760%	3%	5.909	-37%	0%	9.389	1%
Provisões	11.275	76%	1%	6.415	-3%	0%	6.581	0%
Outros passivos circulantes	38.154	129%	2%	16.640	-6%	1%	17.681	1%
<b>TOTAL DO CIRCULANTE</b>	<b>396.924</b>	<b>48%</b>	<b>24%</b>	<b>268.451</b>	<b>1%</b>	<b>16%</b>	<b>266.445</b>	<b>19%</b>
<b>NÃO CIRCULANTE</b>								
Fornecedores	10.289	14%	1%	9.016	0%	1%	-	0%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	486.332	-6%	28%	518.653	29%	32%	402.485	28%
Taxas regulamentares	475	-85%	0%	3.127	0%	0%	3.127	0%
Provisões	20.264	-9%	1%	22.384	15%	1%	19.385	1%
Outros passivos não circulantes	3.546	-33%	0%	5.327	71%	0%	3.114	0%
<b>TOTAL DO NÃO CIRCULANTE</b>	<b>520.906</b>	<b>-7%</b>	<b>30%</b>	<b>558.507</b>	<b>30%</b>	<b>34%</b>	<b>428.218</b>	<b>29%</b>
<b>PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>								
Capital social	179.787	0%	10%	179.787	0%	12%	179.787	13%
Reservas de capital	266.766	0%	15%	266.765	0%	17%	266.766	19%
Reservas de lucros	385.949	111%	22%	183.090	1%	12%	180.494	13%
Outros resultados abrangentes	-	-100%	0%	7.620	38%	0%	5.523	0%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	-100%	0%	132.486	52%	8%	87.342	6%
<b>TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO</b>	<b>832.502</b>	<b>8%</b>	<b>47%</b>	<b>769.748</b>	<b>7%</b>	<b>50%</b>	<b>719.912</b>	<b>51%</b>
<b>PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL</b>	<b>1.750.332</b>	<b>10%</b>	<b>100%</b>	<b>1.596.706</b>	<b>13%</b>	<b>100%</b>	<b>1.414.575</b>	<b>100%</b>

**Análise dos principais ativos e passivos:****Ativo Circulante****Caixa e equivalentes de caixa**

O saldo da conta de Caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 é de R\$ 124,9 milhões, R\$ 154,6 milhões e R\$ 25,2 milhões, respectivamente. As variações de -19% em 2012 foi devido a uma menor geração de caixa no período, acarretado basicamente pelo aumento do custo de energia, reduzindo assim, o valor de aplicações. A variação de 513% em 2011 foi devido principalmente pelo pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio declarados em 2009 que foram pagos em 2010.

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

### **Contas a receber de clientes e outros**

O saldo da conta de Contas a receber de clientes e outros em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 é de R\$ 241,6 milhões, R\$ 209 milhões e R\$ 211,2 mil, respectivamente. As variações de 16% em 2012 e -1% em 2011 são explicadas principalmente pela mudança de critério de cálculo do baixa renda, com a inclusão do subsídio cruzado (CDE).

### **Impostos e contribuições a recuperar**

O saldo da conta de Impostos e contribuições a recuperar em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 é de R\$ 55,3 milhões, R\$ 21,1 milhões e R\$ 61,9 milhões, respectivamente. As variações de 162% em 2012 e -66% em 2011 são explicadas principalmente pelo

- Adiantamento de ICMS feito ao Estado no valor de R\$ 25 milhões;
- Contabilização do saldo negativo de IR e CSLL dos anos de 2011 e 2012.

### **Despesas pagas antecipadamente**

Destina-se a contabilização dos desembolsos efetuados pela empresa de forma antecipada com a compra dos vales alimentação/refeição até a efetiva realização dessas despesas pelo regime contábil de competência.

O saldo da conta de Despesas pagas antecipadamente em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 de R\$ 2,2 milhões, R\$ 1,3 milhões e R\$ 0,5 milhões, respectivamente. As variações de 72% em 2012 e 135% em 2011 são explicadas principalmente pela compra do vale alimentação superior no ano de 2012 e 2011.

### **Ativo Não Circulante**

#### **Entidade de previdência privada**

O saldo da conta de Entidade de previdência privada em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 é de R\$ 4,8 milhões, R\$ 2,5 milhões e 4,4 milhões respectivamente. A variação de 94% em 2012 é explicada principalmente pela contabilização da avaliação atuarial planos BD/CD.

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

### Concessão do serviço público (Ativo financeiro)

O saldo da conta de Concessão do serviço público (Ativo financeiro) em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 é de R\$ 320,9 milhões, R\$ 144,8 milhões e 122,1 milhões, respectivamente. A variação de 122% em 2012 é explicada principalmente pela transferência do intangível devido a remensuração da infraestrutura da concessão, em decorrência das novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgados no setor elétrico, conforme Resolução Normativa ANEEL nº. 474/12 no montante de R\$ 91 milhões e transferência do intangível pelo processo de novos ativos incorporados no montante de R\$ 65 milhões.

### Passivo Circulante

#### Dividendos e juros sobre o capital próprio

O saldo da conta de Dividendos e juros sobre o capital próprio em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 é de R\$ 50,8 milhões, R\$ 5,9 milhões e R\$ 9,4 milhões, respectivamente. A variação de 760% em 2012 é devido a declaração e não pagamento dos juros sobre o capital e ao provisionamento dos dividendos referentes ao exercício de 2012.

#### Provisões

O saldo da conta de Provisões em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 é de R\$ 11,3 milhões, R\$ 6,4 milhões e R\$ 6,6 milhões respectivamente. A variação de 76% em 2012 é explicada principalmente pela constituição de provisões trabalhistas e fiscais.

#### Outros passivos circulantes

O saldo da conta de Outros passivos circulantes em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 é de R\$ 38,1 milhões, R\$ 16,6 milhões e 17,7 milhões respectivamente. A variação de 129% em 2012 é explicada principalmente pelos seguintes fatos:

- Constituição de garantia em espécie para assegurar o cumprimento de contratos, tanto no que diz respeito a suas cláusulas operacionais, como na obrigatoriedade do pagamento dos encargos dos empregados das empresas fornecedoras de serviços;
- Obrigações perante consumidores de energia elétrica decorrentes de antecipação de recursos para construção de obras em municípios ainda não universalizados, contas pagas em duplicidade, ajustes de faturamento e outros;
- Aumento do valor do Encargo de serviço de sistema – ESS.

**10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais****Passivo Não Circulante****Taxas regulamentares**

O saldo da conta de Taxas regulamentares em 31 de dezembro de 2012, 2011 e 2010 é de R\$ 0,5 milhões, R\$ 3,1 milhões e R\$ 3,1 mil respectivamente. A variação de -85% em 2012 é explicada principalmente pela transferência do valor apropriado do circulante para o não circulante.

**DEMONSTRAÇÃO DO RESULTADO (Valores em R\$ mil)**

	31/12/2012	AH%	AV%	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AV%
<b>RECEITA BRUTA</b>	<b>1.995.094</b>	19%	141%	<b>1.670.715</b>	3%	145%	<b>1.625.513</b>	141%
(-) Deduções da receita bruta	(576.759)	11%	-41%	(521.044)	10%	-45%	(474.670)	-41%
<b>RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA</b>	<b>1.418.335</b>	<b>23%</b>	<b>100%</b>	<b>1.149.671</b>	<b>0%</b>	<b>100%</b>	<b>1.150.843</b>	<b>100%</b>
Custo do serviço	(1.016.848)	32%	-72%	(768.566)	0%	-67%	(771.927)	-67%
<b>LUCRO BRUTO</b>	<b>401.487</b>	<b>5%</b>	<b>28%</b>	<b>381.105</b>	<b>1%</b>	<b>33%</b>	<b>378.916</b>	<b>33%</b>
Despesas com vendas	(69.151)	28%	-5%	(54.018)	66%	-5%	(32.449)	-3%
Despesas gerais e administrativas	(71.349)	22%	-5%	(58.270)	-26%	-5%	(78.711)	-7%
<b>LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS</b>	<b>260.987</b>	<b>-3%</b>	<b>18%</b>	<b>268.817</b>	<b>0%</b>	<b>23%</b>	<b>267.756</b>	<b>23%</b>
Resultado financeiro	21.285	1136%	2%	1.722	-95%	0%	33.950	3%
Receita financeira	99.919	15%	7%	86.572	1%	8%	85.982	7%
Despesa financeira	(78.634)	-7%	-6%	(84.850)	63%	-7%	(52.032)	-5%
<b>LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS</b>	<b>282.272</b>	<b>4%</b>	<b>20%</b>	<b>270.539</b>	<b>-10%</b>	<b>24%</b>	<b>301.706</b>	<b>26%</b>
Imposto de renda e contribuição social	(36.400)	-5%	-3%	(38.411)	-20%	-3%	(48.042)	-4%
Corrente	(74.812)	19%	-5%	(63.076)	-13%	-5%	(72.905)	-6%
Diferido	3.406	862%	0%	354	-105%	0%	(7.828)	-1%
Incentivo SUDENE	43.340	32%	3%	32.951	-21%	3%	41.656	4%
Amortização do benefício fiscal do ágio e reversão da PMIPL	(8.334)	-4%	-1%	(8.640)	-4%	-1%	(8.965)	-1%
<b>LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO</b>	<b>245.872</b>	<b>6%</b>	<b>17%</b>	<b>232.128</b>	<b>-8%</b>	<b>20%</b>	<b>253.664</b>	<b>22%</b>
<b>LUCRO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO:</b>								
Ordinária	1,43			1,35			1,48	
Preferencial A	1,57			1,48			1,62	
Preferencial B	1,57			1,48			1,62	

**Receita Operacional Bruta**

A receita operacional bruta da Companhia nos exercícios de 2012, 2011 e 2010 é de R\$ 1.995,1 milhões, R\$ 1.670,1 milhões e R\$ 1.625,5 milhões, respectivamente, composta conforme detalhamento a seguir:

	31/12/2012	AH%	AV%	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AV%
<b>Fornecimento de Energia</b>	<b>732.312</b>	<b>28%</b>	<b>37%</b>	<b>572.259</b>	<b>-2%</b>	<b>34%</b>	<b>586.693</b>	<b>36%</b>
Receita de distribuição	708.938	26%	36%	562.333	-3%	34%	578.576	36%
Remuneração financeira wacc	23.374	135%	1%	9.926	22%	1%	8.117	0%
<b>Câmara de Comercialização de Energia - CCEE</b>	<b>17.724</b>	<b>141%</b>	<b>1%</b>	<b>7.360</b>	<b>-63%</b>	<b>0%</b>	<b>19.848</b>	<b>1%</b>
<b>Receita pela disponibilidade da rede elétrica</b>	<b>1.012.791</b>	<b>11%</b>	<b>51%</b>	<b>914.166</b>	<b>11%</b>	<b>55%</b>	<b>825.933</b>	<b>51%</b>
Receita de distribuição	980.465	9%	49%	898.309	10%	54%	814.507	50%
Remuneração financeira wacc	32.326	104%	2%	15.857	39%	1%	11.426	1%
<b>Receita de construção da infraestrutura da concessão</b>	<b>207.830</b>	<b>30%</b>	<b>10%</b>	<b>160.318</b>	<b>-11%</b>	<b>10%</b>	<b>181.150</b>	<b>11%</b>
<b>Outras receitas</b>	<b>24.437</b>	<b>47%</b>	<b>1%</b>	<b>16.612</b>	<b>40%</b>	<b>1%</b>	<b>11.889</b>	<b>1%</b>
<b>Total</b>	<b>1.995.094</b>	<b>19%</b>	<b>100%</b>	<b>1.670.715</b>	<b>3%</b>	<b>100%</b>	<b>1.625.513</b>	<b>100%</b>

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

Os fatores determinantes da variação da Receita Bruta foram:

Crescimento da receita com fornecimento de energia e disponibilidade de uso da energia elétrica no montante de R\$ 258,7 milhões, devido principalmente a:

- Reajuste tarifário de 10,28%, conforme Resolução Homologatória ANEEL nº. 1.278 de 20 de abril de 2012, aplicado a partir de 22 de abril de 2012;
- Crescimento de 5,77% no consumo de energia elétrica equivalente a 227.352 MWh em relação ao mesmo período de 2011, devido principalmente ao crescimento normal do mercado (consumidores x consumo x tarifa);
- Crescimento de R\$ 10,4 milhões com venda de energia de curto prazo devido a elevação do preço de liquidação das diferenças – PLD;
- 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 (R1) 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 (R1) - Contratos de Construção (serviços de construção ou melhoria) e CPC 30 (R1) – 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 infra-estrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. A margem de construção adotada é estabelecida como sendo igual a zero, considerando que: (i) a atividade fim da Companhia é a distribuição de energia elétrica; (ii) toda receita de construção está relacionada com a construção de infra-estrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infra-estrutura com partes não relacionada. Mensalmente, a totalidade das adições efetuadas ao ativo intangível em curso é transferida para o resultado, como custo de construção, após dedução dos recursos provenientes do ingresso de obrigações especiais. O efeito na receita operacional bruta, cuja contrapartida se encontra nas despesas operacionais, no mesmo valor, não gera nenhum efeito no EBITDA e no Lucro Líquido da Companhia.

### Deduções da Receita Operacional Bruta

As deduções da receita operacional da Companhia são representadas pelos encargos setoriais (RGR,CDE,CCC,PEE,FNDCT,EPE e P&D) e tributários (PIS, COFINS, ICMS e ISS). As deduções da receita operacional da Companhia nos anos de 2012, 2011 e 2010 foram de



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

R\$ 577 milhões, R\$ 521 milhões e R\$ 475 milhões, respectivamente. O aumento de 11% em 2012 e de 10% 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.

### Custo e Despesas do Serviço de Energia Elétrica

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

	31/12/2012	AH%	AV%	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AV%
Pessoal e Administradores	(63.516)	4%	6%	(61.304)	-4%	7%	(64.176)	7%
Material	(4.232)	26%	0%	(3.366)	-12%	0%	(3.825)	0%
Serviços de terceiros	(84.369)	32%	7%	(63.886)	15%	7%	(55.643)	6%
Taxa de fiscalização serviço energia –TFSEE	(2.541)	5%	0%	(2.419)	17%	0%	(2.064)	0%
Energia elétrica comprada para revenda	(627.287)	38%	54%	(453.173)	2%	51%	(444.518)	51%
Encargos de uso da rede	(80.488)	25%	7%	(64.557)	4%	7%	(61.952)	7%
Amortização	(54.384)	3%	5%	(52.604)	16%	6%	(45.192)	5%
Arrendamentos e aluguéis	(617)	16%	0%	(534)	73%	0%	(308)	0%
Tributos	(701)	18%	0%	(595)	-16%	0%	(708)	0%
Provisões líquidas - PCLD	(16.514)	57%	1%	(10.520)	29%	1%	(8.169)	1%
Custo de construção da infraestrutura da concessão	(207.830)	30%	18%	(160.318)	-11%	18%	(181.150)	21%
Outros	(14.869)	96%	1%	(7.578)	-51%	1%	(15.382)	2%
Total custos / despesas	<b>(1.157.348)</b>	<b>31%</b>	<b>100%</b>	<b>(880.854)</b>	<b>0%</b>	<b>100%</b>	<b>(883.087)</b>	<b>100%</b>

### Pessoal e Administradores

As despesas com pessoal e administradores estão demonstradas abaixo:

#### Pessoal e Administradores

	31/12/2012	AH%	AV%	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AV%
Remunerações	(41.847)	20%	65%	(34.799)	8%	57%	(32.351)	50%
Encargos sociais	(18.126)	17%	29%	(15.492)	7%	25%	(14.537)	23%
Entidade de previdência privada	296	-108%	0%	(3.612)	-804%	6%	513	-1%
Auxílio alimentação	(4.521)	31%	7%	(3.454)	5%	6%	(3.288)	5%
Convênio assistencial e outros benefícios	(3.577)	-2%	6%	(3.652)	41%	6%	(2.582)	4%
Rescisões	(1.784)	-5%	3%	(1.880)	326%	3%	(441)	1%
Férias e 13º salário	(6.540)	8%	10%	(6.060)	-2%	10%	(6.185)	10%
Plano de saúde	(2.132)	12%	3%	(1.909)	7%	3%	(1.786)	3%
Contencioso trabalhista	(9)	-153%	0%	17	-100%	0%	(7.506)	12%
Participação nos resultados	(5.399)	5%	9%	(5.126)	-30%	8%	(7.293)	11%
Encerramento de ordem em curso	(192)	104%	0%	(94)	1467%	0%	(6)	0%
(-) Transferências para ordens	20.315	38%	-32%	14.757	31%	-24%	11.286	-18%
Total	<b>(63.516)</b>	<b>4%</b>	<b>100%</b>	<b>(61.304)</b>	<b>-4%</b>	<b>100%</b>	<b>(64.176)</b>	<b>100%</b>

### Energia elétrica comprada para revenda

A variação nos custos com Energia elétrica comprada para revenda de R\$ 174,1 milhões quando comparados com os exercícios de 2012 e 2011, está relacionado ao acionamento das usinas térmicas que eleva o valor da parcela variável e também ao incremento no custo devido à elevação do preço médio dos leilões e de novos contratos que iniciaram o suprimento em 2012;

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

A variação de 57% nas Provisões líquidas – PCLD deve-se principalmente a:

Renegociação de consumidores da classe poder público e comercial;

- Reversão da PCLD de consumidores das classes residencial, industrial e comercial;
- Constituição da PCLD para outros créditos MAE

**Custos de construção da infra-estrutura de concessão**

- Crescimento do custo de construção da infraestrutura de concessão no montante de R\$ 47,5 milhões, que não produz efeito líquido no resultado da empresa devido a sua contrapartida na receita, conforme mencionado na variação da Receita bruta.

**Outros custos e despesas**

O crescimento de Outros custos e despesas no montante de R\$ 7,3 milhões em relação a 2011 decorre dos seguintes fatores:

- Pagamentos de processos cíveis e contenciosos trabalhistas de terceiros;
- Custo de cancelamento de 1.403 projetos referentes à expansão de redes não concluídas;
- A transferência de encargos para obras, de acordo com o CPC 20;
- Cancelamento de 105 projetos em curso;
- Baixa de investimento do patrocínio Lei Audiovisual referente ao Filme “Meu País”;

**Receitas e Despesas Financeiras**

Receita Financeira	31/12/2012	AH%	AV%	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AV%
Renda de aplicações financeiras	16.710	8%	17%	15.445	12%	18%	13.735	17%
Juros, comissões e acréscimo moratório	32.623	-4%	33%	33.979	-39%	39%	55.447	64%
Variação monetária	19.313	-36%	19%	30.048	90%	35%	15.814	18%
Variação cambial	2.386	30%	2%	1.830	0%	2%	-	0%
Operações Swap	6.507	72%	7%	3.788	0%	4%	-	0%
Receita financeira da concessão	20.915	0%	21%	-	0%	0%	-	0%
Outras receitas financeiras	1.465	-1%	1%	1.482	50%	2%	986	1%
<b>Total</b>	<b>99.919</b>	<b>15%</b>	<b>100%</b>	<b>86.572</b>	<b>1%</b>	<b>100%</b>	<b>85.982</b>	<b>100%</b>
Despesa Financeira	31/12/2012	AH%	AV%	31/12/2011	AH%	AV%	31/12/2010	AV%
Encargos de dívida	(48.735)	-8%	61%	(53.122)	36%	63%	(38.923)	74%
Variação monetária	(15.335)	-13%	20%	(17.607)	148%	21%	(7.088)	14%
Variação cambial	(3.987)	-14%	5%	(4.624)	0	5%	-	0%
Operações Swap	(3.138)	110%	4%	(1.496)	0	2%	-	0%
Multas regulatórias	(2.238)	21%	3%	(1.851)	0	2%	-	0%
Outras despesas financeiras	(5.201)	-15%	7%	(6.150)	2%	7%	(6.021)	12%
<b>Total</b>	<b>(78.634)</b>	<b>-7%</b>	<b>100%</b>	<b>(84.850)</b>	<b>63%</b>	<b>100%</b>	<b>(52.032)</b>	<b>100%</b>
<b>Resultado Financeiro Líquido</b>	<b>21.285</b>	<b>1136%</b>		<b>1.722</b>	<b>-95%</b>		<b>33.950</b>	

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

O resultado financeiro líquido, positivo, da Companhia foi de R\$ 21,3 milhões em 2012, com redução de 1136% em relação a 2011, quando o resultado foi de R\$ 1,7 milhões. Essa variação decorre dos seguintes fatores:

- Não declaração dos dividendos intermediários, contribuindo assim para uma receita de renda de aplicações elevado;
- Encontro de contas com as Cooperativas, referente ao acordo firmado para transferência de ativos elétricos conforme Despacho ANEEL nº 2.841/2011, que resultou numa receita no período anterior;
- Encerramento de um dos contratos de parcelamento da CAERN, CD024/2011 no período anterior;
- Redução nas taxas de juros acarretando em uma menor despesa financeira;
- Atualização monetária da constituição da PCLD para outros créditos MAE;
- Reclassificação da remuneração do ativo financeiro de outros resultados abrangentes para receita financeira;
- Multas aplicadas pela ANEEL referente à fiscalização técnica realizada em 2009, teleatendimento índices 2011, penalidades da Resolução 024/2000 - Continuidade do Fornecimento e fiscalização Técnico e Comércio de 2007;
- Juros e atualização monetária da PCLD;
- Apuração de mais resultados positivos (ganhos) do que resultados negativos (perdas) com as operações de derivativos (swap).

### Imposto de Renda e Contribuição Social

Foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 36,4 milhões, comparadas com R\$ 38,4 milhões em 2011 (R\$ 48 milhões em 2010). A redução do imposto é devido ao acréscimo do benefício fiscal concedido pela SUDENE que reduziu a base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social.

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

A receita da Companhia é composta conforme demonstrado a seguir:

Componentes da Receita Bruta (Valores em R\$ Mil)	Exercício social terminado em:					
	31/12/2012	%	31/12/2011	%	31/12/2010	%
Fornecimento Faturado de Energia Elétrica (a)	1.599.700	15,39	1.386.336	6,44	1.302.510	5,77
Fornecimento Não Faturado de Energia Elétrica (b)	6.634	93,98	3.420	(14,24)	3.988	52,21
(-) Transferência para atividade de distribuição (c)	(949.934)	11,84	(849.332)	10,93	(765.642)	12,31
Disponibilização do sistema de distribuição (d)	1.012.791	10,79	914.166	10,68	825.933	18,62
Camara de comercialização de energia elétrica (CCEE)	17.724	140,82	7.360	(62,92)	19.848	(22,14)
Receita de construção	207.830	29,64	160.318	(11,50)	181.150	26,08
Subvenção à tarifa social de baixa renda (e)	75.912	138,45	31.835	(30,55)	45.837	15,90
Outras receitas operacionais	24.437	47,10	16.612	39,73	11.889	(3,69)
<b>Total</b>	<b>1.995.094</b>	<b>19,42</b>	<b>1.670.715</b>	<b>2,78</b>	<b>1.625.513</b>	<b>10,60</b>

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 da infraestrutura da concessão:**

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 R\$ Mil	Exercício social terminado em:					
	31/12/2012	%	31/12/2011	%	31/12/2010	%
Receita Bruta	1.995.094	19,42	1.670.715	2,78	1.625.513	10,60
Deduções da Receita Bruta	(576.759)	10,69	(521.044)	9,77	(474.670)	15,89
<b>Receita Líquida</b>	<b>1.418.335</b>	<b>23,37</b>	<b>1.149.671</b>	<b>-0,10</b>	<b>1.150.843</b>	<b>8,55</b>
<b>Custos e Despesas Operacionais:</b>	<b>(1.157.348)</b>	<b>31,39</b>	<b>(880.854)</b>	<b>-0,25</b>	<b>(883.087)</b>	<b>12,89</b>
Pessoal	(61.053)	9,25	(55.885)	-11,14	(62.888)	18,81
Administradores	(2.759)	52,60	(1.808)	-2,06	(1.846)	3,82
Entidade de Previdência Privada	296	-108,20	(3.611)	-747,13	558	-359,53
Material	(4.232)	25,73	(3.366)	-12,00	(3.825)	9,22
Combustível para Produção de Energia						
Serviço de Terceiros	(84.369)	32,06	(63.886)	14,81	(55.643)	24,36
Taxa de Fiscalização Serviço de Energia Elétrica - TFSEE	(2.541)	5,04	(2.419)	17,20	(2.064)	-3,51
Compensação Financeira por Utilização de Recursos Hídricos - CFRH						
Energia Elétrica Comprada	(627.287)	38,42	(453.173)	1,95	(444.518)	2,68
Encargos Uso Sistema de Transmissão	(80.488)	24,68	(64.557)	4,20	(61.952)	-0,97
Depreciação e Amortização	(54.384)	3,38	(52.604)	16,40	(45.192)	36,77
Arrendamentos e Aluguéis	(617)	15,54	(534)	73,38	(308)	-10,98
Tributos	(701)	17,82	(595)	-15,96	(708)	15,69
Provisões Líquidas - PCLD	(16.514)	56,98	(10.520)	28,78	(8.169)	383,09
Provisões Líquidas - Contingências	288	-7,69	312	-97,71	13.651	85,20
Provisões Atuariais	-	-100,00	107	311,54	26	-
Despesa de construção	(207.830)	29,64	(160.318)	-11,50	(181.150)	26,08
Outros	(15.157)	89,53	(7.997)	-72,48	(29.059)	207,80
<b>Total</b>	<b>260.987</b>	<b>(3)</b>	<b>268.817</b>	<b>0</b>	<b>267.756</b>	<b>(4)</b>

Fonte: DFP

**Principais fatores que influenciaram os resultados operacionais de 2012:**

- Reajuste médio das tarifas de fornecimento de energia elétrica de 10,28% em vigor a partir de abril de 2012.
- Crescimento de 5,77% no consumo de energia elétrica equivalente a 227.352 MWh em relação ao mesmo período de 2011, devido principalmente ao crescimento normal do mercado (consumidores x consumo x tarifa). Crescimento da venda de energia de curto prazo devido a elevação do preço de liquidação das diferenças – PLD.
- Crescimento em outras receitas devido a ressarcimentos por insuficiência de geração, indisponibilidade, geração inferior a inflexibilidade e geração inferior ao despacho do ONS que, reverteu parte das despesas da parcela variável.
- Crescimento dos tributos de ICMS e COFINS (deduções da receita bruta), em decorrência principalmente do acréscimo da receita bruta de vendas e/ou serviços;
- Redução da cota mensal da CCC devido ao reajuste do período de abr/12 a mar/13 ter sido inferior ao período anterior, conforme parágrafo 74 da nota técnica nº 90/2012-SRE/ANEEL.
- Aumento do custo com energia elétrica comprada para revenda, influenciado por:
  - ✓ Acionamento das usinas térmicas que eleva o valor da parcela variável;;
  - ✓ Incremento no custo devido à elevação do preço médio dos leilões e de novos contratos que iniciaram o suprimento em 2012.

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

- Aumento dos encargos de uso do sistema de transmissão devido principalmente ao incremento na tarifa de uso do encargo do Sistema Interligado Nacional, reajustado anualmente.
- Aumento dos encargos setoriais do setor elétrico, que são contribuições definidas em Lei como parte das políticas de Governo para o Setor Elétrico. Seus valores são estabelecidos por Resoluções ou Despachos da ANEEL, para efeito de recolhimento pelas concessionárias dos montantes cobrados dos consumidores por meio das tarifas de fornecimento de energia elétrica.
- Aumento da despesa com pessoal e administradores devido principalmente a:
  - ✓ Efeito dos reajustes salariais de 7,7% em relação aos pagos em 2011;
  - ✓ Pagamento de rescisões por aposentadoria de colaboradores.

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

**Principais fatores que influenciaram os resultados operacionais de 2011:**

- Reajuste médio das tarifas de fornecimento de energia elétrica de 12,4% a partir de abril de 2011.
- Aumento das vendas de energia elétrica em 104 GWh.
- 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.
- 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

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

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

- 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 relacionadas. 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 9,95%, conforme Resolução Homologatória ANEEL nº. 972 de 19 de abril de 2010, aplicado a partir de 22 de abril de 2010;
- Aumento do consumo de energia elétrica influenciado pelo crescimento vegetativo de mercado (consumidores x consumo x tarifa);
- - 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.
- 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 2008/2009/2010 sobre as remunerações, provisões de férias, 13º salário e encargos sociais, acréscimos de despesas com horas extras e com o pagamento de

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

indenizações trabalhistas decorrente de acordos judiciais para liquidação de contingências.

- Constituição/reversão de ativos e passivos regulatórios;
- 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.

### 2012

#### Mercado Cativo

O Mercado cativo da COSERN apresentou em 2012 um crescimento de 5,77%, em relação ao ano de 2011, o que representa um aumento de 227 GWh. Este aumento foi influenciado principalmente pelas altas temperaturas observadas no período, assim como pela prolongada estiagem, caracterizando a pior seca que assola o Estado nos últimos anos. A classe residencial apresentou um crescimento de 6,80% e a classe comercial cresceu 5,36%. O crescimento da classe rural foi de 36,93% devido à grande necessidade por irrigação, decorrente da falta de chuvas. Por outro lado, a classe industrial registrou queda de 11,40%, em função da baixa produção industrial, bem como pelo fechamento da Coteminas, maior fábrica têxtil do Estado.

**Energia Distribuída** - A energia distribuída (mercado cativo + mercado livre) da COSERN apresentou um aumento de 6,4% de janeiro a dezembro de 2012 quando comparado com o mesmo período de 2011. Este crescimento do mercado, conforme mencionado anteriormente, foi influenciado principalmente pelas classes residencial e rural. Por outro lado, puxando o consumo para baixo, está o setor industrial que registrou queda de -0,49%.

**Mercado por Classe** - Em 2012 a COSERN registrou 1.212.163 consumidores ativados, o que representou um acréscimo de 48.332 novos clientes, equivalente a um crescimento de 4,15%, em relação a 2011. Do acréscimo mencionado, 38.706 referem-se à classe Residencial, 7.041 à classe Rural e 1.847 à classe Comercial. As demais classes registraram um aumento de 883 novos clientes no ano de 2012:

- a) Classe Residencial - A classe residencial foi uma das que mais cresceu em 2012, 6,8% quando comparado com o ano de 2011, e com um incremento de 38.706 clientes.



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

É importante destacar que a classe residencial, nos últimos anos, registrou taxas de crescimento bastante satisfatórias, as quais são reflexos da melhoria da renda média do trabalhador e da diminuição da taxa de desemprego, além dos programas sociais, como o Bolsa Família e o Bolsa Escola. Entretanto, esta classe sofre impacto direto dos efeitos climáticos, tendo redução no consumo correlacionada com a diminuição da sensação térmica. O gráfico a seguir mostra o crescimento mensal e acumulado do mercado residencial.

O consumo médio residencial da COSERN em 2012, assim como nos três últimos anos, continua na 1ª posição da Região Nordeste, alcançando 134 kWh/consumidor. Este número ultrapassou o patamar registrado antes do racionamento.

A saída de clientes industriais para o mercado livre no ano de 2012, fez com que o consumo cativo desta classe registrasse uma queda de 11,4% em relação ao mesmo período de 2011. Para eliminar este efeito da migração de clientes entre o mercado livre e o cativo, analisa-se o mercado distribuído e verifica-se que neste período houve um decréscimo de 0,5%. Esta queda foi amenizada principalmente pela entrada em operação de uma nova fábrica de cimento na região do médio oeste e do aumento do seu consumo nos últimos meses. Setores tradicionais como o de extração de petróleo e têxtil, que juntos representam 66% do consumo industrial, registraram um crescimento de 2,37% e uma queda acentuada de 36,00%, respectivamente. Para o setor têxtil esta queda já é observada ao longo dos últimos anos, fruto da concorrência com produtos chineses e da valorização do real. Além disso, as perspectivas não são animadoras para o setor, que demitiu quase dez mil pessoas em 2011, e já sinalizou o fechamento da Coteminas, atualmente a maior indústria têxtil do estado.

b) A classe comercial, incluindo os clientes livres, registrou crescimento de 4,9% até dezembro de 2012. Os setores comércio varejista e Hotéis/Pousadas, que somam quase 48% da classe comercial, registraram crescimento de 6,48% e 0,43%, respectivamente. Ao analisar os maiores crescimentos, destacam-se os setores de telecomunicações e o de comércio atacadista. Vale ressaltar que nenhum setor do comércio registrou queda, embora em alguns setores o crescimento seja irrisório, refletindo o bom momento por que passa o mesmo.

c) Este segmento, composto pelas classes rural, poder público, serviço público, iluminação pública e consumo próprio, apresentou um crescimento de 16,4% até dezembro de 2012, quando comparado com o mesmo período de 2011. Dentre estas classes, a que apresentou o maior crescimento foi a classe rural (36,93%), muito em função do alto consumo registrado, com a falta de chuvas, o qual não foi verificado no ano passado, que registrou temperaturas mais amenas e abundância de chuvas. As classes poder público, iluminação pública e serviço público, registraram altas de 9,08%, 4,65% e 5,34%, respectivamente, em relação ao ano de 2011.

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

### **Mercado Livre**

Em 2012, o mercado livre apresentou crescimento de 10,2% em relação ao mesmo período do ano anterior. Vale salientar que nesse período houve ampliação da parcela cativa da Vicunha, bem como migração para o mercado livre da Nortex, Bio Formosa, Textile, Coteminas, Três Corações, Alto da Pedra e Riachuelo. Em 2012 o mercado livre representou cerca de 14% da energia distribuída pela COSERN.

### **2011**

#### **Mercado Cativo**

O mercado cativo da COSERN apresentou em 2011 um crescimento de 2,70% em relação ao ano de 2010.

Este pequeno crescimento pode ser explicado pela baixa atividade industrial no Estado, principalmente no setor têxtil, além da quantidade de chuvas registradas ao longo do ano, que ficaram bem acima da média histórica. Por outro lado, a temperatura estava bastante elevada no ano passado, devido a ausência de chuvas durante todo o ano de 2010, o que elevou a base de comparação. Vale destacar que o crescimento do consumo no período só foi positivo porque em agosto de 2010 houve a migração de clientes para o mercado livre, retornando em janeiro deste ano

**Energia Distribuída** - A energia distribuída (mercado cativo + mercado livre) da COSERN apresentou um aumento de 1,2% em 2011 em relação ao ano de 2010. Esta estagnação do mercado, conforme mencionado anteriormente, foi influenciada pela baixa atividade industrial do Estado, bem como pelo elevado volume de chuvas em 2011, que afetaram todas as demais classes de consumo. Os gráficos abaixo mostram a evolução da energia distribuída pela COSERN no Rio Grande do Norte.

**Mercado por Classe** - Em de 2011 o número de consumidores ativos da COSERN aumentou em 30.875 unidades, quando comparado com o ano de 2010. A classe com o maior incremento foi a residencial, seguida pela comercial. A queda no número de consumidores de baixa renda foi motivada pela perda do benefício destes consumidores, que por sua vez, foram reclassificados como residencial norma.

a) **Classe Residencial** - A classe residencial registrou em 2011 um crescimento de 4,3% quando comparado com o ano de 2010, e com um incremento de 31.642 clientes.

É importante destacar que a classe residencial, nos últimos anos, registrou taxas de crescimento bastante satisfatórias, as quais são reflexos da melhoria da renda média do trabalhador e da diminuição da taxa de desemprego, além dos programas sociais, como o Bolsa Família e o Bolsa Escola. Entretanto, esta classe sofre impacto direto dos efeitos climáticos, tendo redução no consumo correlacionada com a diminuição da sensação térmica.

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

O consumo médio residencial da COSERN em 2011, assim como nos quatro últimos anos, continua na 1ª posição da Região Nordeste, alcançando 129 kWh/consumidor. Este número ultrapassou o patamar registrado antes do racionamento.

b) Classe Industrial - A saída de clientes industriais para o mercado livre, em agosto de 2010, fez com que o consumo cativo desta classe registrasse um crescimento de 6,2% em relação ao ano de 2010, o que acaba encobrendo o declínio do consumo industrial, principalmente da indústria têxtil, que vem sofrendo bastante nos últimos anos com as baixas taxas de câmbio e a concorrência com produtos chineses.

Este movimento de migração dos clientes entre o mercado cativo e livre pode distorcer um pouco a análise, sendo preferível observar o consumo distribuído (cativo + livre), onde houve uma queda de 1,4% em relação ao registrado no ano de 2010. Vale destacar que esta queda foi influenciada pelo prolongamento das férias coletivas de algumas indústrias em 2011, bem como pela crise financeira internacional que culminou num processo de estagnação da indústria Potiguar. O destaque da classe industrial fica para o setor de fabricação de produtos de minerais não metálicos que cresceu 22,8%, em função da entrada de uma nova indústria de cimento no interior do Estado. Os gráficos abaixo mostram a evolução do consumo de energia elétrica no mercado industrial distribuído.

c) Classe Comercial - A classe comercial registrou crescimento de 2,5% no ano de 2011. Vale destacar que este baixo crescimento deve-se a migração de clientes para o mercado livre, como foram os casos do Natal Shopping e de duas unidades do Carrefour. Quando considera-se o mercado distribuído, o crescimento da classe comercial no mesmo período foi de 3,2%, com destaque para o setor de telecomunicações, com crescimento de 7,3%. Os mais importantes setores do comércio, que são o varejista e o de hotelaria, cresceram 2,8% e -0,5%, respectivamente, durante o ano de 2011.

d) Outras Classes - Este segmento, composto pelas classes rural, poder público, serviço público, iluminação pública e consumo próprio, apresentou uma queda de -1,9% em 2011, quando comparado com o ano de 2010.

Dentre estas classes, a que apresentou a maior queda foi a classe rural (-7,7%), muito em função do alto consumo registrado em 2010, com a falta de chuvas, o qual não pode ser repetido neste ano de 2011, que registrou temperaturas mais amenas e abundância de chuvas. As classes poder público, iluminação pública e serviço público, registraram alta de 1,4%, 1,2% e 0,9%, respectivamente, em relação ao ano de 2010.

### **Mercado Livre**

No ano de 2011, o mercado livre apresentou queda de 7,2%, uma vez que em agosto de 2010 houve a migração da Coteminas, Vicunha e Itapetinga para o mercado livre, retornando, logo em seguida, para o mercado cativo, em janeiro de 2011. Além destes clientes, também houve a

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

migração para o mercado livre, do Natal Shopping, Participação Mercado cativo por Carrefour e da Real Bebidas, mas todos ao longo de 2010.

### 2010

#### Mercado Cativo

O mercado cativo da COSERN sofreu uma queda -6,5% em 2010 quando comparado com o registrado em 2009. No gráfico abaixo, observa-se este comportamento.

Esta diminuição no consumo do Mercado Cativo se deu em função da saída de alguns clientes para o mercado livre, a exemplo da Vicunha, das quatro unidades da PETROBRAS (Pólo de Guamaré, Alto do Rodrigues, Canto do Amaro e Riacho da Forquilha), além da Coteminas, Carrefour, Natal Shopping e Real Bebidas. **Energia Distribuída** - A energia distribuída (mercado cativo + mercado livre) da COSERN aumentou 8,9% em 2010 em relação ao ano de 2009. Este crescimento foi fortemente influenciado pelo consumo das classes residencial, e comercial, que apresentaram alta em função das elevadas temperaturas deste ano, frente ao período chuvoso do ano passado, além da classe industrial, quem apresentou uma forte recuperação no período pós crise. Até mesmo a classe rural que sofreu o fechamento de importantes produtores, além a migração de clientes das cooperativas, apresentou crescimento expressivo, já que em 2010 se fez um uso muito mais intenso da irrigação dado a ausência de chuvas. Os gráficos abaixo mostram a evolução da energia distribuída pela COSERN no Rio Grande do Norte.

**Mercado por Classe** - Em 2010 o número de consumidores ativos da COSERN aumentou em 58.728 unidades, quando comparado com o ano de 2009. A classe com o maior incremento foi a residencial, seguida pela comercial e rural. Parte deste aumento se deu em função da aquisição das cooperativas de eletrificação rural. A tabela abaixo mostra os contratos ativos por classe de consumo:

d) Classe Residencial - A classe residencial foi uma das que mais cresceu em 2010, 10,5% quando comparado com o ano de 2009, e com um incremento de 52.559 clientes. Os gráficos abaixo mostram a evolução da classe no ano de 2010 e 2009.

Cumprе mencionar que a classe residencial, nos últimos anos, registrou taxas de crescimento bastante satisfatórias, as quais são reflexos da melhoria da renda média do trabalhador e na diminuição da taxa de desemprego, além dos programas sociais, como o Bolsa Família e o Bolsa Escola. O gráfico a seguir mostra o crescimento mensal e acumulado do mercado residencial.

O consumo médio residencial da COSERN em 2010, assim como nos três últimos anos, continua na 1ª posição da Região Nordeste, alcançando 131 kWh/consumidor. Este número ultrapassou o patamar registrado antes do racionamento.

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

e) Classe Industrial - A saída de clientes industriais para o mercado livre, em janeiro de 2010, e outra parte em agosto/10, fez com que o consumo cativo desta classe sofresse uma redução 46,1% em relação ao ano de 2009.

Este movimento de migração dos clientes entre o mercado cativo e livre pode distorcer um pouco a análise, e encobrir o crescimento e a retomada da produção industrial no Estado do Rio Grande do Norte. Observando então, o comportamento do consumo distribuído (cativo + livre), percebe-se que, na realidade, houve um acréscimo de 9,6% em relação ao registrado em 2009, com destaque para o setor petrolífero que cresceu 6,6%, têxtil, 5,7%, alimentos e bebidas, com crescimento de 14,5% e a fabricação de produtos de minerais não metálicos, crescendo 37,2% em função da entrada de uma nova fábrica de cerâmica no Estado. Os gráficos abaixo mostram a evolução do consumo de energia elétrica no mercado industrial distribuído.

f) Classe Comercial - A classe comercial cresceu 7,6% em 2010. O destaque da classe comercial ficou por conta do setor hoteleiro, bares e restaurantes, que apresentaram crescimento de 11,0%, fruto da retomada do turismo potiguar, lembrando que durante o ano passado atravessamos momentos difíceis para o turismo, com a grande crise econômica mundial e o intenso período chuvoso, que certamente diminuíram a frequência de turistas para o Estado. Outro setor de destaque foi o comércio varejista, com crescimento de 8,4%, impulsionado, em parte, pelo forte calor registrado, neste ano, bem como pelo aumento do poder de compra da população. Vale mencionar que em agosto houve a migração do Natal Shopping para o mercado livre.

g) Outras Classe - Este segmento, composto pelas classes rural, poder público, serviço público, iluminação pública e consumo próprio, apresentou um crescimento de 6,9% em 2010 quando comparado com o ano de 2009. Dentre estas classes, a que teve maior destaque foi a classe rural, com crescimento de 11,7% no acumulado do ano, em função de toda a questão climática que se observou em 2010. Em seguida veio o poder público com crescimento de 5,3%, o serviço público com crescimento de 5,0%, o consumo próprio 7,0% e a iluminação pública 2,9%.

### **Mercado Livre**

O ano de 2010 foi marcado por várias migrações de clientes para o mercado livre. Inicialmente em janeiro migraram cinco clientes, em abril mais dois, em agosto mais dois, em outubro mais um, e finalmente em dezembro mais um. O que totalizou um aumento de 1.479% em relação ao ano de 2009. Em 2009 o mercado livre representava cerca de 1%, enquanto que para o ano de 2010 este percentual passou para 15% da energia distribuída pela COSERN.

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

### **b. As 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 energia atendida por uma determinada infra-estrutura), custo da energia comprada, tributos estaduais e outros.

Em conformidade com o contrato de concessão da COSERN, o Poder Concedente procederá, a cada 5 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 da segunda revisão tarifária da Companhia, ocorridos nos exercícios em 2012, 2011 e 2010.

#### Reajuste Tarifário 2012

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº. 1279, de 17 de abril de 2012, estabeleceu em 12,40% o índice médio de reajuste tarifário para a Companhia, sendo 9,70% relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 0,8% referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 6,43% a ser percebido pelos consumidores, sendo que os de alta tensão perceberam um variação média de 7,35%, e os de baixa tensão 6,0%. As tarifas homologadas pela ANEEL terão vigência de 22 de abril de 2012 a 21 de abril de 2013.

#### Composição da Tarifa 2012

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 40%. Cabe à COSERN os 27% restantes para cobrir os custos de operação, manutenção, administração do serviço e investimentos.

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

### Reajuste Tarifário 2011

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº. 1139, de 19 de abril de 2011, estabeleceu em 12,40% o índice médio de reajuste tarifário para a Companhia, sendo 7,32% relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 5,08% referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 9,86% a ser percebido pelos consumidores, sendo que os de alta tensão perceberam um variação média de 10,27%, e os de baixa tensão 9,70%. As tarifas homologadas pela ANEEL terão vigência de 22 de abril de 2011 a 21 de abril de 2012.

### Composição da Tarifa 2011

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 38%. Cabe à COSERN os 29% restantes para cobrir os custos de operação, manutenção, administração do serviço e investimentos.

### Reajuste Tarifário 2010

A ANEEL, por meio da Resolução Homologatória nº. 972 de 19 de abril de 2010 estabeleceu em 9,95% o índice médio de reajuste tarifário para a Companhia, sendo 7,25% relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 2,70% referentes aos componentes financeiros pertinentes, correspondendo a um efeito médio de 7,09% a ser percebido pelos consumidores, sendo que os de alta tensão perceberam um variação média de 7,18%, e os de baixa tensão 7,04%. As tarifas homologadas pela ANEEL terão vigência de 22 de abril de 2010 a 21 de abril de 2011. Ainda no reajuste de 2010 a ANEEL recalculou, tendo em vista o investimento necessário para incorporação das cooperativas de eletrificação do RN o componente Xe do fator X, fixando em 0,31% o citado componente, e aplicou de forma retroativa ao reajuste de 2009.

### Composição da Tarifa 2010

Os encargos setoriais e tributos têm uma grande participação nos custos da tarifa de energia elétrica, representando 32,3% da mesma. Já as despesas com a compra e transmissão de energia respondem por 41,3%. Cabe à COSERN os 26,4% restantes para cobrir os custos de operação, manutenção, administração do serviço e investimentos.

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

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.

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 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, 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 R\$ Mil	Exercício social terminado em:						
	31/12/2012	%	31/12/2011	%	31/12/2010	%	31/12/2009
Receita Financeira	99.919	15,42	86.572	0,69	85.982	27,17	67.614
Renda de aplicações financeiras	16.710	8,19	15.445,0	12,45	13.735,0	77,98	7.717,0
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	32.623	-3,99	33.979,0	-38,72	55.447,0	63,93	33.823,0
Receita financeira da concessão	20.915		-		-		-
Variação monetária, cambial e swap	28.206	-20,92	35.666,0	125,53	15.814,0	-26,74	21.586,0
Outras receitas financeiras	1.465	-1,15	1.482,0	50,30	986,0	-78,03	4.488,0
Despesa Financeira	(78.634)	-7,33	(84.850)	63,07	(52.032)	18,78	(43.807)
Encargos de dívida	(48.735)	-8,26	(53.122,0)	36,48	(38.923,0)	29,25	(30.115,0)
Variação monetária, cambial e swap	(22.460)	-5,34	(23.727,0)	234,75	(7.088,0)	-26,40	(9.631,0)
Outras despesas financeiras	(7.439)	-7,02	(8.001,0)	32,88	(6.021,0)	48,26	(4.061,0)
Resultado financeiro	21.285		1.722		33.950		23.807

Fonte: DFP



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

### 2012:

O PIB brasileiro de 2012 cresceu 0,9% em relação ao ano anterior. Foi um fraco crescimento econômico, ficando abaixo dos 2,7% de 2011. Em valores correntes, o PIB brasileiro atingiu R\$ 4,403 trilhões (US\$ 2,223 trilhões). O PIB per capita em 2012 ficou em R\$ 22.400.

Em 2012, a redução das taxas de juros com sete cortes consecutivos, atingindo uma taxa recorde de 7,25% e a queda dos spreads bancários, contribuíram para menores custos de produção no País e para redução dos custos dos empréstimos.

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

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

A economia do Rio Grande do Norte encerrou o ano de 2012 apresentando desaceleração. Fatores como geração de empregos, vendas no comércio e exportações cresceram em ritmo mais lento. O Índice de Confiança do Empresário Industrial – ICEI passou de 59,2 para 56,8 pontos, mostrando queda no nível de confiança entre dezembro e janeiro. A tendência irregular de recuperação da indústria tem gerado uma expectativa de incerteza sobre o futuro dos negócios. Ressalte-se, no entanto, que são as expectativas otimistas que tem contribuído para segurar a confiança do empresário potiguar acima da linha divisória dos 50 pontos. No que tange a avaliação quanto às condições atuais, a sondagem revela que não houve alteração em relação à situação vigente nos últimos seis meses. Os médios e grandes empresários, embora reportando queda no seu ICEI, ainda se mostram mais confiantes do que os executivos das pequenas indústrias. Tanto a Indústria da Construção quanto as Indústrias Extrativas e de Transformação convergiram na tendência de queda do ICEI. Em matéria de recuo da confiança, o Rio Grande do Norte acompanhou a tendência nacional.

O volume de vendas do comércio varejista no RN apresentou crescimento de 7,0% no acumulado até novembro de 2012 contra igual período de 2011, ficando abaixo dos crescimentos do nordeste (+9,2%) e do Brasil (+8,9%). No comércio varejista ampliado, que inclui as vendas de veículos e material de construção, o crescimento registrado foi de 7,6%, também abaixo dos valores verificados para o Nordeste (+9,8%) e Brasil (+8,4%).

Segundo dados do Ministério do Trabalho e Emprego, o período de janeiro a novembro de 2012 fechou com um saldo (total de admissões menos total de desligamentos) de 11.543 empregados com carteira assinada. Os setores que mais admitiram foram o de serviços, comércio e construção civil, com 64.540, 50.733 e 42.865 admissões, respectivamente. Ao analisar o saldo por setor, os destaques negativos ficam por conta dos setores Indústria de

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

transformação (saldo de – 2.548 trabalhadores) e Agropecuária (saldo de -657 trabalhadores), realizando desempenho semelhante - na indústria - ao mesmo período de 2011.

As exportações do Rio Grande do Norte em 2012 em relação a 2011 caíram 7,1% e as importações 8,3%, o que contribuiu para uma redução de 7,7%. Com isso, o saldo permaneceu quase o mesmo de 2011, com 0,8% de aumento.

No mês de dezembro de 2012 as exportações foram 36,8% menores que as de dezembro de 2011, com exportações reduzidas de produtos importantes em valor absoluto como castanhas de caju e açúcar, cujos expressivos embarques em dezembro de 2011 não se repetiram.

### 2011:

O ano de 2011 encerra repleto de incertezas políticas e econômicas. No âmbito internacional, a dificuldade em implementar uma solução para a crise fiscal nos países altamente endividados contribuiu para contaminar o sentimento dos investidores e consumidores.

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

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

A taxa de câmbio fechou 2011 em R\$/US\$ 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.

A economia do Rio Grande do Norte encerrou o ano de 2011 apresentando desaceleração. Fatores como geração de empregos, vendas no comércio e exportações cresceram em ritmo mais lento. O período de inflação mais alta entre setembro do ano de 2010 e março de 2011, medidas do Governo para restringir o crédito e o crescimento menor do salário este ano diminuíram o poder de compra da população e serviram de estímulo ao desaquecimento. O fato de o Estado não ter grandes projetos em desenvolvimento no momento, também favoreceu essa desaceleração.

O Rio Grande do Norte manteve praticamente o mesmo ritmo de exportações em 2011 com a venda na ordem de US\$ 281,2 milhões, representando ligeira queda de 1,2% em relação ao ano de 2010, quando exportou US\$ 284,7 milhões. Os dados da Secretaria do Desenvolvimento Econômico (Sedec) apontam também a recuperação do melão que voltou a ser o principal item

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

da pauta externa, com vendas de U\$ 50,6 milhões e uma variação positiva de 10,6% em relação ao ano de 2010 (U\$ 45,7 milhões), mas acumula perdas desde 2007. Entre 2007 e 2011, o volume exportado caiu 47,8%. O preço médio da fruta caiu 20% desde 2004, quando o setor viveu seu auge. A carcinicultura, por sua vez, já não exporta mais. A queda chegou a 99,1%. O camarão potiguar vai parar na mesa do brasileiro. Mas nem sempre foi assim. Em 2004, quando a carcinicultura potiguar também viveu seu auge, o RN exportou 12 mil toneladas. Em 2011, exportou 72. Em segundo lugar na pauta, a castanha de caju movimentou U\$ 50,2 milhões em 2011 com um aumento de 9,2% em relação ao ano anterior. Cerca de 60% do volume vendido no exterior teve como destino os Estados Unidos (maiores compradores mundiais do produto); Canadá, Reino Unido e Holanda são outros mercados importantes para o produto potiguar. A fruticultura ocupa relevante espaço nas vendas para o mercado externo com a banana, na 5ª posição (U\$ 13,6 milhões), manga, na 8ª posição (U\$ 10,8 milhões), melancia, na 12ª posição (U\$ 6,0 milhões) e ainda o mamão, na 19ª posição (U\$ 4,0 milhões).

Somados ao melão e castanha de caju, as exportações das principais frutas do Rio Grande do Norte alcançaram U\$ 135,2 milhões, o que representa 48% de todas as vendas externas realizadas em 2011.

Os reflexos da desvalorização do dólar também foram sentidos na quantidade de passageiros internacionais que embarcaram ou desembarcaram no aeroporto de Natal, a qual apresentou crescimento de 4,2%. Por outro lado, o movimento de passageiros domésticos cresceu 7%, na comparação com o ano de 2010. Entretanto, O turismo em Natal está em queda acentuada com péssimos resultados na ocupação hoteleira, na economia com queda no consumo e nos lucros no setor de serviços. Em relação ao ano passado, a ocupação hoteleira caiu cerca de 20% e só não foi maior por causa do turismo de negócios, impulsionado pela captação de novos eventos na cidade. Fatores como queda do dólar, valorização do real, falta de investimentos, divulgação e chuvas em excesso durante a alta temporada levaram os visitantes, brasileiros em grande parte, a evitarem Natal, fazendo com o que o Rio Grande do Norte perdesse o posto de destino turístico mais procurado para os estados do Ceará e de Pernambuco.

O volume de vendas do comércio varejista, por sua vez, apresentou crescimento de 7,1% no acumulado até novembro de 2011 contra igual período de 2010. No comércio varejista ampliado, que inclui as vendas de veículos e material de construção, o crescimento registrado foi de 5,7%.

O mercado de trabalho no Rio Grande do Norte sentiu os efeitos da crise econômica mundial no ano passado. Durante todo o ano de 2011, foram criados 12.269 empregos formais no estado, uma redução de 58,74% em relação ao ano de 2010, quando foram geradas 29.739 novas vagas - número recorde no estado. O resultado deixou o Rio Grande do Norte na penúltima posição da geração de emprego no ranking dos nove estados nordestino - a região foi a segunda que mais criou empregos em 2011, 329.565 novas vagas, um aumento de

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

5,71%. Apenas em dezembro, o RN perdeu 3.098 postos de trabalho, queda de 0,77% em relação ao mês anterior.

### 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%.

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.

A economia do Rio Grande do Norte encerrou o ano de 2010 mostrando claros sinais de recuperação. Após um longo período de chuvas durante os anos de 2008 e 2009, dessa vez o Estado atravessou um longo período de forte calor em todas as regiões desde o início do ano, trazendo de volta o movimento de turistas, e fazendo com que se observasse uma corrida desenfreada às lojas à procura de aparelhos de ar condicionado e ventiladores. Este fato teve impacto direto no consumo de energia elétrica no Estado, onde observou-se o recorde histórico da demanda ser diversas vezes superado, atingindo o valor máximo de 765 MW em meados do mês de novembro.

Durante 2010, as exportações do Rio Grande do Norte somaram US\$ 284 milhões (aproximadamente R\$ 475 milhões), apresentando um crescimento de 10%, em relação ao ano anterior, uma vez que as negociações de vendas para o exterior em 2009 somaram R\$ 430 milhões. A realidade de crescimento é oposta à vista em 2009, quando a crise financeira que atingiu o mercado mundial provocou uma redução de 25% nas exportações potiguaras. A castanha de caju liderou a pauta do Rio Grande do Norte em 2010, totalizando US\$ 45,9 milhões (R\$ 76,6 milhões) em comercializações. Em segundo lugar ficou o melão, com US\$ 45,7 milhões (R\$ 76,3 milhões) exportados, seguido pelos açúcares, com US\$ 21 milhões (R\$ 35 milhões), bananas, com US\$ 17 milhões (R\$ 28 milhões) e sal marinho, com a venda de US\$ 14 milhões (R\$ 23 milhões) para o exterior.

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

O cenário econômico favorável, o aquecimento da construção civil e do turismo, renderam ao comércio do Rio Grande do Norte um aumento de 9,9% no volume de vendas no ano de 2010, na comparação com o ano de 2009. Considerando o comércio varejista ampliado, que engloba a venda de veículos, o crescimento registrado foi de 9,7%. Embora tenha sido considerado um excelente crescimento, não foi de todo positivo. Isso porque, ainda que tenha avançado, o setor potiguar ficou abaixo da média nacional e como penúltimo no ranking do Nordeste, à frente apenas do Piauí.

O aquecimento da economia e de setores como a construção civil ajudou o Rio Grande do Norte a aumentar o ritmo de contratações no mercado de trabalho, onde o total de empregados admitidos superou a quantidade de demitidos em 28.699, representando um saldo 341,6% superior ao registrado em 2009. A abertura de novas lojas, principalmente em shoppings da cidade, além dos investimentos em construção civil, puxados pelo programa Minha Casa, Minha Vida, alavancaram a oferta por empregos no Rio Grande do Norte.

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

**10.3 - Os diretores devem 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 segmento operacional 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. Comentários sobre os 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. Comentários sobre as mudanças significativas nas práticas contábeis**

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

As demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2012 e 2011 foram elaboradas e 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 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.

**b. Comentários sobre os efeitos significativos das alterações em práticas contábeis**

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

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

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

ICPC 09 (R1) – Demonstrações Contábeis Individuais, Demonstrações Separadas, Demonstrações Consolidadas e Aplicação do Método da Equivalência Patrimonial – aprovado pela Deliberação CVM Nº 687, de 4 de outubro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

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

CPC 17 (R1)/IAS 11 - Contratos de Construção - aprovado pela Deliberação CVM Nº 691, de 8 de novembro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 18 (R2)/IAS 28 - Investimento em Coligada, em Controlada e em Empreendimento Controlado em Conjunto - aprovado pela Deliberação CVM Nº 696, de 13 de dezembro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 19 (R2)/IFRS 11 - Negócios em Conjunto - aprovado pela Deliberação CVM Nº 694, de 23 de novembro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 30 (R1)/IAS 18 - Receitas - aprovado pela Deliberação CVM Nº 692, de 8 de novembro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 33(R1)/IAS 19 - Benefícios a Empregados - aprovado pela Deliberação CVM Nº 695, de 13 de dezembro de 2012. A revisão desta norma engloba alterações como a remoção do mecanismo do corredor, o conceito de retornos esperados sobre ativos do plano e esclarecimentos sobre valorizações e desvalorizações. Esta revisão entrará em vigor para os períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2013. A Companhia está avaliando os impactos futuros da adoção dessas emendas sobre as demonstrações financeiras a serem emitidas a partir da data de vigência.

CPC 35 (R2)/IAS 27 - Demonstrações Separadas - aprovado pela Deliberação CVM Nº 693, de 8 de novembro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 36 (R3)/IFRS 10 - Demonstrações Consolidadas - aprovado pela Deliberação CVM Nº 698, de 20 de dezembro de 2012. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

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

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

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

**c. Comentários sobre as ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor**

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



## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

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

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

A Companhia adotou as seguintes práticas contábeis para os assuntos abaixo demonstrados, as quais, apesar de já terem sido divulgadas juntamente com as demonstrações contábeis por ocasião da publicação do Balanço referente ao Exercício 2011, refletem os comentários dos Diretores desta Companhia e foram por estes validados.

### **Base de apresentação**

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

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

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

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

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

ajustados para demonstrar as variações nos valores justos atribuíveis aos riscos que estão sendo objeto de hedge.

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.

A Companhia adotou todas as normas, revisões de normas e interpretações técnicas emitidas pela CVM e CPC que estavam em vigor em 31 de dezembro de 2011.

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

### **Conversão de saldos em moeda estrangeira**

As demonstrações financeiras são apresentadas em milhares de 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 (R1) 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.

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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 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 infraestrutura para o alcance da sua atividade fim, ou seja, a distribuição de energia elétrica; e (iii) a Companhia terceiriza a construção da infraestrutura 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 (vide nota explicativa nº 23).

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

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

### **Imposto sobre vendas**

Receitas, despesas e ativos são reconhecidos líquidos dos impostos sobre vendas exceto:

- Quando os impostos sobre vendas incorridos na compra de bens ou serviços não for recuperável junto às autoridades fiscais, hipótese em que o imposto sobre vendas é reconhecido como parte do custo de aquisição do ativo ou do item de despesa, conforme o caso; e
- Quando os valores a receber e a pagar forem apresentados juntos com o valor dos impostos sobre vendas.

O valor líquido dos impostos sobre vendas, recuperável ou a pagar, é incluído como componente dos valores a receber ou a pagar no balanço patrimonial.

### **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 e outros, títulos e valores mobiliários, ativo indenizável (concessão) 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

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

- 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;

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

- 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**

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

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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

### **b.2) Desreconhecimento (baixa) dos passivos financeiros**

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

### **c) Valor justo de instrumentos financeiros**

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

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

### **Instrumentos financeiros derivativos e contabilidade de hedge**

A Companhia firma contratos derivativos de swap com o objetivo de administrar a exposição de riscos associados com variações nas taxas cambiais e nas taxas de juros. De acordo com o preconizado no CPC 38, esses contratos foram contabilizados como instrumentos financeiros de hedge (hedge accounting).

A Companhia não tem contratos derivativos com fins comerciais e especulativos (vide nota explicativa nº. 30).

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

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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-base para os quais foram destinados.

### **Caixa e equivalentes de caixa**

Caixa e equivalentes de caixa incluem saldos de caixa, depósitos bancários à vista e as aplicações financeiras com liquidez imediata. São classificadas como ativos financeiros a valor justo por meio do resultado - disponíveis para negociação, e estão registradas pelo valor original acrescido dos rendimentos auferidos até as datas base das demonstrações financeiras, apurados pelo critério pro rata, que equivalem aos seus valores justos.

### **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 representados líquidos da provisão para crédito 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



## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

Engloba os recebíveis faturados, até o encerramento do balanço, contabilizados com base no regime de competência.

### **Títulos e valores mobiliários**

São classificados como ativos financeiros mantidos até o vencimento, e estão demonstrados ao custo amortizado, acrescido das remunerações contratadas, reconhecidas proporcionalmente até as datas base das demonstrações financeiras, equivalentes ao seu valor justo.

### **Estoques**

Os materiais e equipamentos em estoque, classificados no ativo circulante (almoxarifado de manutenção e administrativo) estão registrados ao custo médio de aquisição e não excedem os seus custos de reposição ou valores de realização, deduzidos de provisões para perdas, quando aplicável.

### **Outros investimentos**

Representam investimentos em bens imóveis, ações e quotas de direitos sobre a comercialização de obra audiovisual, que não se destinam ao objetivo da concessão e estão registrados pelo custo de aquisição, líquidos de provisão para perdas, quando aplicável.

### **Concessão do Serviço Público (Ativo Financeiro)**

Refere-se a 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) – Contratos de Concessão, ICPC 17 – Contrato de Concessão: Evidenciação e da Orientação Técnica OCPC – 05 – Contratos de Concessão.

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

O valor justo do ativo financeiro está sendo revisado trimestralmente, considerando a atualização pelo IGPM, como forma de distribuir linearmente ao longo do exercício o reajuste da denominada Base Tarifária, que é corrigida anualmente por esse índice. Diferenças entre o

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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 infraestrutura, 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.s 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 pronunciamento técnico CPC 04 – Ativos Intangíveis, as Interpretações técnicas ICPC 01 (R1)– Contratos de Concessão, ICPC 17 Contrato de Concessão: Evidenciação e a orientação OCPC 05 – Contratos de Concessão.

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

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

Contudo, a fim de corroborar seu entendimento a Companhia efetua anualmente o teste de recuperabilidade utilizando o método do valor presente dos fluxos de caixa futuros gerados pelos ativos resultando um valor superior àquele registrado contabilmente (vide nota explicativa nº. 13).

### 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 infraestrutura para a prestação do serviço público, estão incluídos no custo do intangível em curso até a data

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

em que estejam prontos para o uso pretendido, conforme disposições das Deliberações CVM nº.s 553 de 12 de novembro de 2008 e 672 de 20 de outubro de 2011, que aprovaram, respectivamente, os CPC 04 – Ativo Intangível e CPC 20 (R1) – 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.

### **Taxas regulamentares**

#### **a) Reserva Global de Reversão (RGR)**

Encargo do setor elétrico pago mensalmente pelas empresas concessionárias de energia elétrica, com a finalidade de prover recursos para reversão, expansão e melhoria dos serviços públicos de energia elétrica. Seu valor anual equivale a 2,5% dos investimentos efetuados pela concessionária em ativos vinculados à prestação do serviço de eletricidade, limitado a 3,0% de sua receita anual.

#### **b) Conta Consumo de Combustível (CCC)**

Parcela da receita tarifária paga pelas distribuidoras, nos sistemas interligados com dupla destinação: pagar as despesas com o combustível usado nas térmicas que são acionadas para garantir as incertezas hidrológicas e; subsidiar parte das despesas com combustível nos sistemas isolados para permitir que as tarifas elétricas naqueles locais tenham níveis semelhantes aos praticados nos sistemas interligados.

#### **c) Conta de Desenvolvimento Energético (CDE)**

Tem o objetivo de promover o desenvolvimento energético dos Estados e a competitividade da energia produzida, a partir de fontes alternativas, nas áreas atendidas pelos sistemas interligados, permitindo a universalização do serviço de energia elétrica. Os valores a serem pagos também são definidos pela ANEEL.

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

### **d) Programas de Eficientização Energética (PEE) – Pesquisa e Desenvolvimento (P&D) – Fundo Nacional de Desenvolvimento Científico e Tecnológico (FNDCT) e Empresa de Pesquisa Energética (EPE)**

São programas de reinvestimento exigidos pela ANEEL para as distribuidoras de energia elétrica, que estão obrigadas a destinar anualmente 1% de sua receita operacional líquida para aplicação nesses programas.

### **e) Taxa de Fiscalização do Serviço Público de Energia Elétrica (TFSEE)**

Os valores da taxa de fiscalização incidentes sobre a distribuição de energia elétrica são diferenciados e proporcionais ao porte do serviço concedido, calculados anualmente pela ANEEL, considerando o valor econômico agregado pelo concessionário.

### **f) Encargo do Serviço do Sistema – ESS**

Representa o custo incorrido para manter a confiabilidade e a estabilidade do Sistema Interligado Nacional para o atendimento do consumo de energia elétrica no Brasil. Esse custo é apurado mensalmente pela CCEE e é pago pelos agentes da categoria consumo aos agentes de geração.

### **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 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.

## 10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

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.

A Companhia também está sujeita a várias reivindicações, legais, cíveis e processos trabalhistas cobrindo uma ampla faixa de assuntos que advém do curso normal das atividades de negócios. O

## **10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas**

Julgamento da Companhia é baseado na opinião de seus consultores legais. 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.

### **Operações de Compra e Venda de Energia Elétrica na Câmara de Comercialização de Energia Elétrica - CCEE**

Os registros das operações de compra e venda de energia na CCEE estão reconhecidos pelo regime de competência de acordo com informações divulgadas por aquela entidade ou por estimativa da Administração da Companhia, quando essas informações não estão disponíveis tempestivamente.

### **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.

**10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas**

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.

**Segmento de negócios**

Segmentos operacionais são definidos como atividades de negócio dos quais pode se obter receitas e incorrer em despesas, cujos resultados operacionais são regularmente revistos pelo principal gestor das operações da entidade para a tomada de decisões sobre recursos a serem alocados ao segmento e para a avaliação do seu desempenho e para o qual haja informação financeira individualizada disponível.

Todas as decisões tomadas pela Companhia são baseadas em relatórios consolidados, os serviços são prestados utilizando-se uma rede integrada de distribuição, e as operações são gerenciadas em bases consolidadas. Consequentemente, a Companhia concluiu que possui apenas um segmento passível de reporte.

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

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

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

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

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

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

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

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

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

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



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

**10.7 - Comentários sobre oferta pública de distribuição de valores mobiliários, os diretores devem comentar:**

**a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados**

Não aplicável. Não houve nos 3 últimos exercícios sociais 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. Não houve desvios relevantes

**10. Comentários dos diretores / 10.8 - Plano de Negócios**

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

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

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

**i. arrendamentos mercantis operacionais, ativos e passivos**

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

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

Não aplicável, pois não ocorreram recebíveis baixados.

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

Não aplicável, pois não foram celebrados contratos futuros de compra e venda de produtos ou serviços.

**iv. contratos de construção não terminada**

Não aplicável, pois não foram celebrados contratos de construção não terminada

**v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos**

Não aplicável, pois não foram celebrados contratos de recebimentos futuros de financiamentos

**b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras**

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

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

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

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

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

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