

Índice

5. Gerenciamento de riscos e controles internos

5.1 - Descrição - Gerenciamento de riscos	1
5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado	6
5.3 - Descrição - Controles Internos	14
5.4 - Alterações significativas	15

10. Comentários dos diretores

10.1 - Condições financeiras/patrimoniais	31
10.2 - Resultado operacional e financeiro	55
10.3 - Efeitos relevantes nas DFs	67
10.4 - Mudanças práticas cont./Ressalvas e ênfases	68
10.5 - Políticas contábeis críticas	70
10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs	74
10.7 - Coment. s/itens não evidenciados	75
10.8 - Plano de Negócios	76
10.9 - Outros fatores com influência relevante	77

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.

Relacionamos, a seguir, os principais riscos de mercado em que entendemos como pertinentes à Companhia:

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

a) Risco de Variação Cambial

Esse risco 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 indexada a variação cambial captadas no mercado. O Grupo, 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 em 31 de dezembro de 2013, operações de “*hedge*” cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial.

b) Risco de taxas de juros e índice de preços

Este risco é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, tais como índices de preço, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. O Grupo, com o objetivo de acompanhar a taxa de juros do mercado refletida no CDI e reduzir sua exposição a taxas pré-fixadas, possui derivativo e utiliza *swap* de taxa pré-fixada para CDI. Ainda assim, o Grupo 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.

c) Risco de liquidez

O risco de liquidez é caracterizado pela possibilidade das Companhias não honrarem com seus compromissos no vencimento. Este risco é controlado, através de um planejamento criterioso dos recursos necessários às atividades operacionais e à execução do plano de investimentos, bem como das fontes para obtenção desses recursos. O permanente monitoramento do fluxo de caixa da empresa, através de projeções de curto e longo prazo, permite a identificação de eventuais necessidades de captação de recursos, com a antecedência necessária para a estruturação e escolha das melhores fontes.

d) Risco de crédito

O risco de crédito surge da possibilidade das Companhias do Grupo virem a incorrer em perdas resultantes da dificuldade de converter em caixa seus ativos financeiros.

Para os ativos financeiros oriundos das principais atividades realizadas pelas Companhias do Grupo que são de distribuição, geração e transmissão, existem limitações impostas pelo ambiente regulado, onde cabe a esse agente determinar alguns processos operacionais e administrativos, dentre eles, políticas de cobrança e mitigação dos riscos de crédito de seus participantes, os consumidores livres e cativos, concessionárias e permissionárias.

Para os demais ativos financeiros classificados como caixa e equivalentes e títulos e valores mobiliários a companhia segue as disposições da Política de Crédito do Grupo que tem como objetivo

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

a mitigação do risco de crédito através da diversificação junto às instituições financeiras, centralizando as aplicações em instituições de primeira linha. As aplicações da Companhia são concentradas em fundos restritos para as empresas do Grupo, e têm como diretriz alocar ao máximo os recursos em ativos com liquidez diária.

e) Risco de vencimento antecipado

O Grupo 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, conforme previsto no item 10.1.f.iv, deste Formulário.

II. 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

O Governo tem como opções de combate à inflação a política fiscal ou a política monetária. A política fiscal implica em uma redução de gastos de governo, ou ampliação de impostos com vistas a controlar um possível excesso de demanda, esta política, caso adotada pelo governo pode afetar o poder aquisitivo da população e desestimular o crescimento, isto pode se refletir no consumo de energia, dado que a energia é um insumo necessário em todas as cadeias produtivas.

Já a política monetária controla a liquidez global da economia por meio das taxas de juros e da quantidade de moeda em circulação. Desde 21 de junho de 1999, a partir da publicação do Decreto 3.088, o Brasil adota o sistema de metas de inflação, através do qual é definida pelo Conselho Monetário Nacional (CMN), mediante proposta do Ministro da Fazenda, uma meta com intervalos de tolerância e um índice de acompanhamento da inflação.

O IGP-M é o índice de inflação que tem o maior impacto no setor de energia elétrica. Este índice é importante para o Grupo, pois reajusta os contratos de energia. Portanto, a variação do IGP-M afeta a companhia e é constantemente monitorado pela mesma.

Outra forma de combate à inflação via política monetária utiliza a taxa Selic (Sistema Especial de Liquidação e de Custódia) para controle da demanda. Nos últimos 11 anos, a taxa de juros básica oscilou entre 25%, chegando ao patamar de 10,0%, em dezembro de 2013. As empresas do setor de energia elétrica, assim como grande parte da indústria nacional, dependem do controle exercido pelo Governo Federal sobre as taxas de juros. Nesse sentido, um repentino aumento nas taxas básicas de juros poderá levar a um desaquecimento do 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 sua capacidade de pagamento.

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

III. 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.

IV. 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. Em 2013, a 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.

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

V. 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 2013, a taxa de câmbio de venda entre o Real e o Dólar era de R\$ 2,3426 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, por meio do aumento, de modo geral, dos preços dos produtos importados, afetando a economia de modo geral, sendo necessária, assim, a adoção de políticas recessivas por parte do Governo Federal. Por outro lado, a valorização do Real frente ao Dólar pode levar à deterioração das contas correntes do País e da balança de pagamentos, bem como a um enfraquecimento no crescimento do produto interno bruto gerado pela exportação. Os potenciais impactos da flutuação da taxa de câmbio e das medidas que o Governo Federal pode vir a adotar para estabilizar a taxa de câmbio são incertos. A volatilidade do Real em relação ao Dólar pode ter um efeito adverso para toda a economia brasileira e, conseqüentemente, para a Companhia.

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**5.2 - Descrever a política de gerenciamento de riscos de mercado adotada pelo emissor, seus objetivos, estratégias e instrumentos, indicando:****a. riscos para os quais se busca proteção**

O Grupo Neoenergia possui uma Política Financeira, aprovada pelo Conselho de Administração em 10/03/2005 e atualizada 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 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.

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

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 não afetem seu resultado e fluxo de caixa, possui operações de “hedge” cambial, representando 100% do endividamento com exposição cambial.

Risco encargos de dívida

O risco de encargos de dívida é oriundo da possibilidade da Companhia vir a incorrer em perdas por conta de flutuações nas taxas de juros ou outros indexadores de dívida, que aumentem as despesas financeiras relativas a empréstimos e financiamentos captados no mercado. A Companhia, com o objetivo de acompanhar a taxa de juros do mercado refletida no CDI e reduzir sua exposição a taxas pré-fixadas, contratou derivativo utilizando swap de taxa pré-fixada para CDI. Ainda assim, a

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

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. 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*)

Em 31/12/2013 a Companhia mantinha a totalidade de sua dívida em moeda estrangeira protegida da variação cambial através de operações de *swaps*. A tabela a seguir apresenta o montante total da dívida em Euro e em Reais.

Posição em 31/12/2013					
Credor	Moeda	Custo	Saldo (mil)	Custo Swap	Saldo (R\$ mil)
KFW	Euro	Euro + 2% a.a.	€ 299	72,5% do CDI	749
KFW	Euro	Euro + 4,5% a.a.	€ 1.442	92,0% do CDI	3.168
Citibank	Dólar	LIBOR + 0,97% a.a.	\$ 17.000	104,5% do CDI	38.517
Total			18.741		42.434

5. Gerenciamento de riscos e controles internos / 5.2 - Descrição - Gerenciamento de riscos de mercado**d. parâmetros utilizados para o gerenciamento desses riscos**

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

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, exceto para fins de proteção patrimonial.

f. estrutura organizacional de controle de gerenciamento de riscos

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

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

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

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

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

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

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

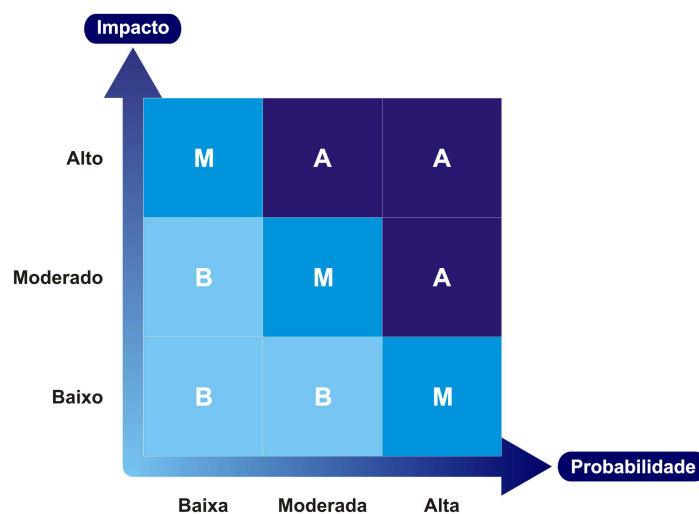
A estrutura de governança tem como principal característica o modelo de gestão matricial, com a presença de Diretores Executivos nas diretorias das empresas controladas e Diretor Presidente da Neoenergia nos Conselhos de Administração das empresas controladas. A estruturação desse modelo permitiu o alinhamento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

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

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

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

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



5. 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

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

identificados, e indicadores chave para monitorar o cumprimento destas estratégias. Para os riscos relacionados à elaboração e divulgação das demonstrações financeiras, a área de controles internos avalia os controles estabelecidos pelas diversas áreas e valida se as respostas aos riscos estão alinhadas com o nível de tolerância estabelecido pela Alta Administração.

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

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

Sistemas de Informação/Gestão:

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

Canais de Comunicação:

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

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

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

A área de controles internos é responsável por:

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

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;

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

- 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 26/06/2014, pelo quinto ano consecutivo, a agência de avaliação de risco de crédito Standard & Poor's (S&P) reafirmou o grau de investimento para a Neoenergia, Coelba e Cosern e pelo quarto ano consecutivo para a Celpe, 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 da estratégia financeira integrada e a forte perspectiva de crescimento e fluxo de caixa estável das áreas de concessão das companhias de distribuição da Neoenergia.

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

Rating Corporativo - Escala Nacional	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010	2011	2012	2013	2014
NEOENERGIA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
COELBA	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
CELPE	BBB+	BBB+	BBB+	A+	AA-	AA-	AA+	AAA	AAA	AAA	AAA
Perspectiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
COSERN	A-	A	A+	AA-	AA+	AA+	AAA	AAA	AAA	AAA	AAA
Perspectiva	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
ITAPEBI (Debêntures)		A-	A+	AA-	AA	AA	AA+	AA+	AA+	AA+	AA+
Perspectiva			Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
TERMOPE (Debêntures)		A-	A	A+	AA	AA	AA+	AA+	AA+	AA+	AA+
Perspectiva			Estável	Estável	Estável	Positiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável

Rating Corporativo - Escala Global	2010	2011	2012	2013	2014
NEOENERGIA	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
COELBA	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
CELPE	BB+	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável
COSERN	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-	BBB-
Perspectiva	Estável	Estável	Estável	Estável	Estável

Investment Grade

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

RatingsDirect®

Research Update:

Neoenergia S.A. And Its Subsidiaries 'BBB-' Ratings Affirmed; Outlook Remains Stable

Primary Credit Analyst:

Julyana Yokota, Sao Paulo (55) 11-3039-9731; julyana.yokota@standardandpoors.com

Secondary Contact:

Vinicius Ferreira, Sao Paulo (55) 11 3039-9763; vinicius.ferreira@standardandpoors.com

Table Of Contents

Overview

Rating Action

Rationale

Outlook

Ratings Score Snapshot

Related Criteria And Research

Ratings List

WWW.STANDARDANDPOORS.COM/RATINGSDIRECT

JUNE 26, 2014 1

13379818 | 302071162

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

Research Update:

Neoenergia S.A. And Its Subsidiaries 'BBB-' Ratings Affirmed; Outlook Remains Stable

Overview

- Brazil-based electric utility Neoenergia has shown resilient cash flow and relative stable credit metrics in 2013.
- We are affirming our 'BBB-' global scale and 'brAAA' national scale corporate credit ratings on Neoenergia and its subsidiaries COELBA, CELPE and COSERN.
- We assess COELBA, CELPE and COSERN as "core" to their parent.
- The stable outlook is based on our expectation that the group will maintain its "adequate" liquidity position, with a minimum cash balance of R\$2 billion and cash-flow generation with funds from operations (FFO) of about R\$2.0 billion in the next two years.

Rating Action

On June 26, 2014, Standard & Poor's Rating Services affirmed its 'BBB-' global scale and 'brAAA' national scale corporate credit ratings on Neoenergia S.A. and its subsidiaries (Neoenergia). The outlook on the ratings is stable.

At the same time, we affirmed our 'brAA+' national scale issue ratings on the debt issued by Neoenergia's subsidiaries, Termopernambuco S.A. and Itapebi Geração de Energia S.A., based on the parent company's unconditional and irrevocable guarantee of these entities' notes.

Rationale

We analyze Neoenergia on a consolidated basis as we believe that it adopts an integrated financial strategy, and the holding company, Neoenergia, actively manages the operations at each of its core subsidiaries: Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA), Companhia Energetica de Pernambuco (CELPE), and Companhia Energetica do Rio Grande do Norte (COSERN).

The ratings on Neoenergia reflect the strong growth prospects and stable cash flow from the distribution companies' concession areas, which contributed about 75% of the group's EBITDA in 2013. The group plans to expand its generation asset base to 4.0 gigawatts (GW) by 2019 from 1.6GW in 2013, which we view as positive in terms of business diversification. Nevertheless, we expect the distribution segment to continue to represent the majority of the group's sales and cash generation.

The ratings on Neoenergia are based on our view of the entire sector's strong

WWW.STANDARDANDPOORS.COM/RATINGSDIRECT

JUNE 26, 2014 2

1337906 | 302071142

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

Research Update: Neoenergia S.A. And Its Subsidiaries 'BBB-' Ratings Affirmed; Outlook Remains Stable

reliance on central government support, which weighs heavily in our analysis of its regulatory framework. Although Neoenergia did not suffer significantly from the extended drought in Brazil, the entire sector was exposed to a liquidity distress due to potential extraordinary working capital needs that did not materialize as the central government stepped in and provided additional funds to mitigate the stress. We believe Neoenergia's financial performance could weaken if the sector faced distress stemming from the extended drought. At the same time, we assess Neoenergia's liquidity as "adequate."

Neoenergia's business risk profile reflects the group's strong competitive position, due to its monopoly rights in large electricity distribution areas and a proven and favorable regulatory framework, which we assess as "adequate."

We view the distribution business as highly regulated and limited in scope, which adds stability and predictability to the group's future performance. The main risks are related to lower demand trends, but there are significant growth opportunities given the demographics in the group's concession areas, which are located in the country's northeast. Additionally, in April 2014, the local regulator (Agencia Nacional de Energia Elétrica; Aneel) approved a 17.75%, an average tariff adjustment for CELPE, 15.35% for COELBA, and 12.75% for COSERN, due to higher energy costs following the thermal dispatch in the last 12 months ended in April 2014, which was triggered because of the drought. We view the pass-through of the higher energy cost to tariffs, which was well above inflation for that period, demonstrates the strength of the regulatory framework and its ability to withstand political pressure during an election year. Neoenergia's competitive advantage is based on its robust scale and the geographic diversification of its distribution business, located in three of the largest states in terms of GDP in northeastern Brazil.

These positive factors are partially offset by Neoenergia's weaker operating efficiency compared to Aneel's standards. Although its distribution companies have been investing in network maintenance to improve their operational performance, quality indicators and energy losses are consistently non-compliant with the targets defined by the local regulator. As a result, we assess the operating efficiency as "adequate/weak."

We assess Neoenergia's financial risk profile as "intermediate" mainly because of its relatively strong and stable cash flow generation, which allows it to fund most of its aggressive capital expenditures (capex) and moderate dividends payout. For 2014, we expect debt to EBITDA to be about 3.0x and PFO to debt of about 22%, mainly due to the high energy prices related to the thermal dispatch. Despite its aggressive investment plan for the next five years (which will require additional debt), we expect Neoenergia to steadily improve its main cash-flow leverage metrics, resulting from stronger EBITDA of R\$2.3 billion-R\$2.5 billion in 2014, and R\$2.7 billion-R\$3.0 billion from 2015 onward, and prudent dividend distribution of 35%-50%. Under our base case scenario for 2015, we expect debt to EBITDA to decline to approximately 2.7x and PFO to debt to increase to 27%. Our base-case scenario for 2014 and 2015

WWW.STANDARDANDPOORS.COM/RATINGSDIRECT

JUNE 26, 2014 3

1337908 | 302071162

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

Research Update: Neoenergia S.A. And Its Subsidiaries 'BBB-' Ratings Affirmed; Outlook Remains Stable

includes:

- Consolidated revenue growth of about 16% in 2014, mainly a result of a tariff increase granted to the company's distribution companies in April 2014, and annual demand growth which is in line with GDP growth of 1.8% in 2014 and 2.0% in 2015;
- From 2015 onward, we expect revenues to rise following the ramp-up of new generation projects, such as Teles Pires in 2015 and Baixo Iguaçu in 2016, which will add new cash flow generation to the group, resulting in a gradual recovery of leverage ratios;
- Annual capex of R\$2.3 billion-R\$2.6 billion; and
- Dividend payout of 35%-50%.

Liquidity

We assess Neoenergia's liquidity as "adequate." As of Dec. 31, 2013, the group had a cash position of R\$2 billion, which was more than sufficient to cover its R\$852 million in short-term maturities. We expect the group to maintain a minimum cash position of R\$2 billion while it implements its growth strategy. In general, Neoenergia has good financial flexibility, enjoying frequent access to capital markets.

Principal Liquidity Sources

- PFO of R\$1.5 billion-R\$1.7 billion in 2014;
- Committed credit lines from the national development bank (BNDES; foreign currency: BBB-/Stable/--), Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB; foreign currency: BBB-/Stable/--), Centrais Elétricas Brasileiras SA (Eletrobras; foreign currency: BBB-/Stable/--) to fund approximately 50% of the group's investments; and
- Minimum cash position of R\$2 billion.

Principal Liquidity Uses

- Minimum working capital outflows;
- Capex up to R\$2.6 billion (approximately 55% in electricity distribution) in 2014; and
- Dividend payments to remain at 35%-50% to cope with the planned investments and in line with the group's dividend policy.

The company has established more flexible financial covenants, with net debt to EBITDA revised to 4.0x from 3.0x in order to absorb the impact of the lower weighted average cost of capital (WACC) following the third review cycle, and the effect of the volatility of the EBITDA calculated by international financial reporting standards (IFRS), which does not consider the regulatory assets and liabilities adjustment. Neoenergia has applied the 4.0x net debt to EBITDA covenant to all its new debt issuances from December 2013 onwards, while it has negotiated a waiver on its ancillary debt, including the loans provided by BNDES, to 3.5x net debt to EBITDA.

In addition, we believe the group has a comfortable capital structure, with an average debt maturity life of around four years, and a smooth amortization profile. All foreign currency debt is 100% hedged, and the group has access to

WWW.STANDARDANDPOORS.COM/RATINGSDIRECT

JUNE 26, 2014 4

1337908 | 302071162

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

Research Update: Neoenergia S.A. And Its Subsidiaries 'BBB-' Ratings Affirmed; Outlook Remains Stable

relatively cheap long-term financing provided by BNDES, BNB, and Eletrobras.

The BNDES financing typically includes a cross default clause that entitles it to accelerate a financing agreement if any obligation before the BNDES and the subsidiaries of a controlling company pertaining to the economic group defaults. We derive the rating on Neoenergia from consolidated accounts, which include all of its subsidiaries. We believe that in the hypothetical case of a smaller non-rated subsidiary's default, which could trigger an acceleration of BNDES loans to the group (these loans totaled R\$3.7 billion as of Dec. 31, 2013), Neoenergia has strong incentives to support the potential weaker subsidiary and the ability to withstand this scenario due to its ample liquidity.

Our issue-level senior unsecured debt rating based on Neoenergia's guarantee is one notch below the issuer credit rating (ICR) on the group, incorporating the structural subordination to priority liabilities at the operating subsidiaries' level.

Outlook

The outlook is stable, based on our expectation that Neoenergia will continue to generate strong cash flows, with minimum FFO of R\$1.5 billion-R\$2.0 billion in the next two years, mainly coming from electricity distribution, which contributes about 75% of the consolidated EBITDA.

The outlook incorporates the group's aggressive investment plan for the next five years concentrated in the distribution segment and in the development of already committed generation assets. Despite expected higher debt, the outlook reflects our expectation that Neoenergia will maintain debt to EBITDA less than 3.5x, FFO to debt will reach a minimum of about 22% in 2014, recovering to 27% in 2015. We also expect Neoenergia to maintain its "adequate" liquidity and over 10% headroom in its financial covenants ratios.

Downside scenario

We could downgrade Neoenergia if it is unable to gradually reduce leverage with FFO to debt lower than 25% by the end of 2015, or if it presents a dividend payout higher than 50%, which could further weaken the group's financial flexibility, leading to a deterioration of its liquidity assessment to "less than adequate," and/or resulting in debt to EBITDA more than 3.5x and FFO to debt consistently lower than 25% in the next two years.

Upside scenario

At this point, an upgrade is unlikely given the sovereign's credit quality.

WWW.STANDARDANDPOORS.COM/RATINGSDIRECT

JUNE 26, 2014 5

1337000 | 302071192

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

Research Update: Neoenergia S.A. And Its Subsidiaries 'BBB-' Ratings Affirmed; Outlook Remains Stable

Ratings Score Snapshot

Corporate Credit Rating:

Global scale rating	BBB-/Stable/--
Brazil national scale	brAAA/Stable/--

Business risk: Satisfactory

- Country Risk: Moderately High
- Industry Risk: Low Risk
- Competitive position: Satisfactory

Financial risk: Intermediate

- Cash flow/Leverage: Intermediate

Anchor: bbb-

Modifiers:

- Diversification/Portfolio effect: Neutral (no impact)
- Capital structure: Neutral (no impact)
- Liquidity: Adequate
- Financial policy: Neutral (no impact)
- Management and governance: Satisfactory (no impact)
- Comparable rating analysis: Neutral (no impact)

Stand-alone credit profile: bbb-

Group credit profile: bbb-

Related Criteria And Research

Related Criteria

- Key Credit Factors For The Unregulated Power And Gas Industry, March 28, 2014
- Methodology And Assumptions: Liquidity Descriptors for Global Corporate Issuers, Jan. 2, 2014
- Corporate Methodology, Nov. 19, 2013
- Corporate Methodology: Ratios and Adjustments, Nov. 19, 2013
- Group Rating Methodology, Nov. 19, 2013
- Key Credit Factors For The Regulated Utilities Industry, Nov. 19, 2013
- Guarantee Criteria--Structured Finance, May 7, 2013
- Methodology: Management And Governance Credit Factors For Corporate Entities And Insurers, Nov. 13, 2012
- 2008 Corporate Criteria: Rating Each Issue, April 15, 2008

WWW.STANDARDANDPOORS.COM/RATINGSDIRECT

JUNE 26, 2014 6

1337908 | 302071162

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

Research Update: Neoenergia S.A. And Its Subsidiaries 'BBB-' Ratings Affirmed; Outlook Remains Stable

Ratings List**Ratings Affirmed**

Neoenergia S.A.

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

Companhia Energetica do Rio Grande do Norte

Companhia Energetica de Pernambuco (CELPE)

Corporate Credit Rating

Global scale rating BBB-/Stable/--

Brazil National Scale brAAA/Stable/--

Companhia Energetica de Pernambuco (CELPE)

Senior Unsecured brAAA

Companhia Energetica do Rio Grande do Norte

Subordinated brAAA

Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia

Senior Unsecured BBB-

Senior Unsecured brAAA

Itapebi Geracao de Energia S.A.

Subordinated brAA+

Termopernambuco S.A.

Senior Secured brAA+

Senior Unsecured brAA+

Complete ratings information is available to subscribers of RatingsDirect at www.globalcreditportal.com and at www.spcapitaliq.com. All ratings affected by this rating action can be found on Standard & Poor's public Web site at www.standardandpoors.com. Use the Ratings search box located in the left column.

WWW.STANDARDANDPOORS.COM/RATINGSDIRECT

JUNE 26, 2014 7

1357008 | 302071162

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



Data de Publicação: 26 de junho de 2014

Comunicado à Imprensa

Ratings 'BBB-' da Neoenergia S.A. e subsidiárias reafirmados; perspectiva permanece estável

Analista principal: Juliana Yokota, São Paulo, 55 (11) 3039-9731, juliana.yokota@standardandpoors.com

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

Líder do comitê: Pablo Lutereau, Buenos Aires, 54 (11) 4891-2125, pablo.lutereau@standardandpoors.com

Resumo

- A Neoenergia, uma empresa provedora de serviços de energia elétrica, apresentou em 2013 um fluxo de caixa resiliente e métricas de crédito relativamente estáveis.
- Reafirmamos os ratings 'BBB-' na escala global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil atribuídos à Neoenergia e às suas subsidiárias COELBA, CELPE e COSERN.
- Avaliamos a COELBA, CELPE e COSERN como entidades core da controladora.
- A perspectiva estável reflete nossa expectativa de que o grupo manterá sua posição de liquidez "adequada", com um saldo de caixa mínimo de R\$ 2 bilhões e geração interna de caixa (*Funds From Operations - FFO*) de aproximadamente R\$ 2 bilhões nos próximos dois anos.

Ações de Rating

São Paulo (Standard & Poor's), 26 de junho de 2014 – A Standard & Poor's Ratings Services reafirmou hoje os ratings 'BBB-' na escala global e 'brAAA' na Escala Nacional Brasil atribuídos à **Neoenergia S.A.** ("Neoenergia") e às suas subsidiárias. A perspectiva dos ratings é estável.

Reafirmamos também o rating 'brAA+' na Escala Nacional Brasil atribuído à emissão de dívida das subsidiárias da Neoenergia, a **Termopernambuco S.A.** e a **Itapebi Geração de Energia S.A.**, de acordo com a garantia incondicional e irrevogável da controladora às debêntures dessas empresas.

Fundamentos

Analizamos a Neoenergia em base consolidada, pois, em nossa opinião, a empresa adota uma estratégia financeira integrada e a controladora, Neoenergia, administra ativamente as operações de cada uma de suas principais subsidiárias: **Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia (COELBA)**, **Companhia Energética de Pernambuco (CELPE)** e **Companhia Energética do Rio Grande do Norte (COSERN)**.

Os ratings da Neoenergia refletem a forte perspectiva de crescimento e fluxo de caixa estável das áreas de concessão das companhias de distribuição, que contribuíram com cerca de 75% do EBITDA do grupo em 2013. Este pretende expandir sua base de ativos de geração de 1,6 gigawatts (GW) em 2013 para 4,0 GW até 2019, o que consideramos positivo em termos de diversificação de negócios. No entanto, esperamos que o segmento de distribuição continue representando a maior parte das receitas e geração de caixa do grupo.

Os ratings da Neoenergia refletem nossa visão da forte dependência de todo o setor elétrico do apoio do governo federal, o que tem grande peso em nossa análise de seu marco regulatório. Embora a Neoenergia não tenha sido significativamente afetada pelo longo período de seca no Brasil, o setor como um todo ficou exposto à escassez de liquidez, com a potencial necessidade de capital de giro extraordinário que não se materializou, uma vez que o governo federal interferiu e

1/8

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

forneceu mais recursos para mitigar o estresse. Acreditamos que o desempenho financeiro da Neoenergia poderia ser enfraquecido em caso de exposição do setor ao longo período de seca. Avaliamos também a liquidez da Neoenergia como "adequada".

O perfil de risco de negócios da Neoenergia reflete a forte posição competitiva do grupo, por seu direito de monopólio em grandes áreas de distribuição de eletricidade e um marco regulatório favorável e comprovado, que avaliamos como "adequado".

Vemos o segmento de distribuição como altamente regulado e de escopo limitado, o que aumenta a estabilidade e a previsibilidade do desempenho futuro do grupo. Os principais riscos se relacionam à tendência de estagnação da demanda, o que não é o caso das grandes oportunidades de crescimento em função do perfil demográfico das áreas de concessão do grupo, localizadas na Região Nordeste do Brasil. Além disso, em abril de 2014, a Agência Nacional de Energia Elétrica (ANEEL) aprovou um reajuste tarifário médio de 17,75% para a CELPE, 15,35% para a COELBA e 12,75% para a COSERN, em razão dos altos custos de energia resultantes do despacho das usinas termelétricas no período de 12 meses findos em abril de 2014, desencadeado pela seca. Em nossa opinião, o repasse dos custos mais altos de energia para as tarifas, consideravelmente acima da inflação do período, demonstra a força do marco regulatório e sua capacidade de resistir à pressão política em um ano eleitoral. As vantagens competitivas da Neoenergia são sua grande escala e a diversificação geográfica de seu negócio de distribuição, localizado nos três dos maiores Estados, em termos de Produto Interno Bruto (PIB), da Região Nordeste do país.

Esses fatores positivos são parcialmente compensados pela baixa eficiência operacional da Neoenergia quando comparados aos limites regulatórios. Embora suas empresas de distribuição estejam investindo na manutenção das redes para tornar o desempenho operacional mais eficiente, os indicadores de qualidade e perdas de energia não estão em conformidade com as metas definidas pela ANEEL. Consequentemente, avaliamos a eficiência operacional como "adequada/fraca".

Avaliamos o perfil de risco financeiro da Neoenergia como "intermediário", em função da geração de fluxo de caixa relativamente forte e estável, o que a permite financiar a maior parte de seu agressivo plano de investimentos (capex) e a moderada distribuição de dividendos. Em 2014, esperamos que a dívida sobre o EBITDA fique em torno de 3,0x e o FFO sobre a dívida seja de cerca de 22%, em razão principalmente dos altos preços de energia relacionados ao despacho das termelétricas. Apesar de seu plano de investimento agressivo para os próximos cinco anos (que exigirão contratação de dívida adicional), esperamos que a Neoenergia apresente melhora constante em suas principais métricas de alavancagem de fluxo de caixa, resultantes no aumento no EBITDA de R\$ 2,3 bilhões - R\$ 2,5 bilhões em 2014, e para R\$ 2,7 bilhões - R\$ 3,0 bilhões de 2015 em diante, e a distribuição prudente de dividendos de 35%-50%. De acordo com nosso cenário-base para 2015, esperamos que a dívida líquida sobre o EBITDA caia para aproximadamente 2,7x e o FFO sobre a dívida aumente para 27%. Nosso cenário-base para 2014 e 2015 considera:

- Incremento na receita consolidada de aproximadamente 16% em 2014, resultante principalmente do aumento de tarifa concedido aos negócios de distribuição da empresa em abril de 2014, e crescimento na demanda anual em linha com o aumento no PIB de 1,8% em 2014 e 2,0% em 2015;
- De 2015 em diante, esperamos um incremento nas receitas, após o ramp-up dos novos projetos de geração, como Teles Pires em 2015 e Baixo Iguaçu em 2016, que elevarão a geração de fluxo de caixa do grupo, possibilitando a recuperação gradual dos índices de alavancagem;
- Capex anual de R\$ 2,3 bilhões-R\$ 2,6 bilhões; e
- Distribuição de dividendos na faixa de 35% a 50%.

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

Liquidez

Avaliamos a liquidez da Neoenergia como "adequada". Em 31 de dezembro de 2013, o grupo possuía uma posição de caixa de R\$ 2 bilhões, mais do que suficiente para cobrir seus vencimentos de curto prazo, no valor de R\$ 852 milhões. Esperamos que o grupo mantenha uma posição de caixa mínima de R\$ 2 bilhões, ao mesmo tempo em que implementa sua estratégia de crescimento. Em geral, a Neoenergia possui boa flexibilidade financeira, com frequente acesso ao mercado de capitais.

Principais fontes de liquidez

- FFO de R\$ 1,5 bilhão a R\$ 1,7 bilhão em 2014;
- Linhas de crédito comprometidas do Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social (BNDES: BBB-/Estável/- em moeda estrangeira), Banco do Nordeste do Brasil S.A. (BNB: BBB/ Estável/A-3 em moeda estrangeira), Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras: BBB-/Estável/- em moeda estrangeira) para financiar cerca de 50% dos investimentos do grupo;
- Posição de caixa mínima de R\$ 2 bilhões.

Principais usos de liquidez

- Saída mínima de capital de giro;
- Investimentos de até R\$ 2,6 bilhões (aproximadamente 55% em distribuição de eletricidade) em 2014; e
- Pagamento de dividendos deve permanecer entre 35% e 50%, permitindo a realização dos investimentos planejados e em linha com a política de dividendos do grupo.

A empresa estabeleceu cláusulas contratuais restritivas (*covenants*) mais flexíveis, com a dívida líquida sobre o EBITDA revisada de 3,0x para 4,0x, a fim de absorver o impacto da queda no custo de capital médio ponderado (*weighted average cost of capital*, WACC) após o terceiro ciclo de revisão, bem como o efeito da volatilidade do EBITDA — calculado de acordo com as normas internacionais de contabilidade (*International Financial Reporting Standard*, IFRS) —, que não incluem o ajuste de ativos e passivos regulatórios. A Neoenergia aplicou o *covenant* de dívida líquida sobre o EBITDA de 4,0x a todas as novas dívidas obtidas de dezembro de 2013 em diante, e negociou o *waiver* de seu estoque de dívida, incluindo linhas de crédito concedidas pelo BNDES, para 3,5x a dívida líquida sobre o EBITDA.

Acreditamos também que o grupo possui uma estrutura de capital confortável, com prazo médio da dívida de cerca de quatro anos, e um perfil de amortização suave. O total da dívida denominada em moeda estrangeira é protegido por instrumentos de *hedge*, e o grupo tem acesso a linhas de crédito de longo prazo do BNDES, BNB e Eletrobras de baixo custo.

O BNDES inclui em suas linhas de crédito uma cláusula de *cross default* que o permite acelerar os financiamentos em caso de *default* de qualquer obrigação entre o BNDES e as subsidiárias de uma controladora do grupo econômico. O rating da Neoenergia baseia-se nos balanços consolidados, que incluem todas as subsidiárias. Entendemos que, no caso hipotético de *default* de uma subsidiária de menor tamanho que não tenha rating, caso em que ocorreria a aceleração das linhas de crédito do BNDES para o grupo (que totalizavam cerca de R\$ 3,7 bilhões em 31 de dezembro de 2013), a Neoenergia possui fortes incentivos para prestar apoio à subsidiária potencialmente mais fraca e capacidade de resistir a esse cenário, em virtude de sua forte liquidez.

Nosso rating de emissão atribuído à dívida sênior *unsecured* com base na garantia da Neoenergia está um degrau abaixo do rating de crédito do emissor (*issuer credit rating*, ICR) do grupo e incorpora a subordinação estrutural a passivos prioritários da subsidiária operacional.

Perspectiva

A perspectiva é estável, com base em nossa expectativa de que a Neoenergia continuará gerando fortes fluxos de caixa, com FFO mínimo de R\$ 1,5 bilhão-R\$ 2,0 bilhões nos próximos dois anos, oriundos principalmente das atividades de distribuição, assim contribuindo com cerca de 75% do EBITDA consolidado.

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

A perspectiva incorpora o plano de investimento agressivo do grupo para os próximos cinco anos, concentrado no segmento de distribuição e no desenvolvimento dos ativos de geração já comprometidos. Apesar do esperado aumento da dívida, a perspectiva reflete nossa expectativa de que a Neoenergia manterá a dívida sobre o EBITDA abaixo de 3,5x, o FFO sobre a dívida alcançará um mínimo de cerca de 22% em 2014, recuperando-se para 27% em 2015. Esperamos também que a Neoenergia mantenha sua liquidez "adequada" e uma folga em seus índices financeiros de covenant acima de 10%.

Cenário de rebaixamento

Poderíamos rebaixar o rating da Neoenergia caso a empresa não reduza sua alavancagem, registrando FFO sobre a dívida abaixo de 25% no fim de 2015, ou se apresentar uma distribuição de dividendos acima de 50%, o que impactaria negativamente a flexibilidade financeira do grupo, levando à deterioração de sua avaliação de liquidez para "menos que adequada", e/ou resultando em dívida sobre o EBITDA acima de 3,5x e FFO sobre a dívida consistentemente abaixo de 25% durante os próximos dois anos.

Cenário de elevação

Uma elevação do rating é improvável neste momento, dada a qualidade do crédito soberano.

TABELA DE CLASSIFICAÇÃO DE RATINGS	
<i>Ratings de Crédito Corporativo</i>	
Escala global	BBB-/Estável/–
Escala Nacional Brasil	brAAA/Estável/–
<i>Risco de Negócios</i>	
• Risco-país	Moderadamente alto
• Risco da indústria	Baixo
• Posição competitiva	Satisfatória
<i>Risco Financeiro</i>	
• Fluxo de caixa/Alavancagem	Intermediário
Âncora	bbb-
<i>Modificadores</i>	
• Diversificação/Efeito-portfolio	Neutro (sem impacto)
• Estrutura de Capital	Neutra (sem impacto)
• Liquidez	Adequada
• Política Financeira	Neutra (sem impacto)
• Administração e Governança Corporativa	Satisfatória (sem impacto)
• Análise de Ratings Comparáveis	Neutra (sem impacto)
Perfil de crédito individual	bbb-
Perfil de crédito de grupo	bbb-

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

Crítérios e Artigos Relacionados

Crítérios

- Principais Fatores de Crédito para a Indústria de Energia e Gás Não Regulada, 28 de março de 2014.
- Metodologia e premissas: descritores de liquidez para emissores corporativos globais, 2 de janeiro de 2014.
- Metodologia de Ratings Corporativos, 19 de novembro de 2013.
- Metodologia corporativa: Índices e Ajustes, 19 de novembro de 2013.
- Critério geral: Metodologia de rating de grupo, 19 de novembro de 2013.
- Principais fatores de crédito para a indústria de concessionárias de serviços de utilidade pública reguladas, 19 de novembro de 2013.
- Crítérios de garantias - Operações Estruturadas, 7 de maio de 2013.
- Metodologia: Fatores de créditos relativos à administração e governança para entidades corporativas e seguradoras, 13 de novembro de 2012.
- 2008 Critério de Ratings Corporativos: Avaliação de emissões, 15 de abril de 2008.

LISTA DE RATINGS	
Ratings Reafirmados	
Neoenrgia S.A.	
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	
Companhia Energética de Pernambuco (CELPE)	
Ratings de Crédito Corporativo	
Escala global	
Moeda local	BBB-/Estável/-
Moeda estrangeira	BBB-/Estável/-
Escala Nacional Brasil	brAAA/Estável/-
Ratings de Emissão Reafirmados	
Companhia Energética de Pernambuco (CELPE)	
Senior Unsecured	brAAA
Companhia Energética do Rio Grande do Norte	
Subordinada	brAAA
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia	
Senior Unsecured	BBB-
Senior Unsecured	brAAA
Itapebi Geração de Energia S.A.	
Subordinada	brAA+
Termopernambuco S.A.	
Senior Secured	brAA+
Senior Unsecured	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
Neoenergia S.A.		
<i>Ratings de Crédito de Emissor</i>		
Escala global		
Moeda estrangeira	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Moeda local	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Escala Nacional Brasil	3 de dezembro de 2004	28 de maio de 2014
Emissor	Data de Atribuição do Rating Inicial	Data da Ação Anterior de Rating
Companhia de Eletricidade do Estado da Bahia		
<i>Ratings de Crédito de Emissor</i>		
Escala global		
Moeda estrangeira	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Moeda local	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Escala Nacional Brasil	20 de julho de 2000	28 de maio de 2014
Emissor	Data de Atribuição do Rating Inicial	Data da Ação Anterior de Rating
Companhia Energética do Rio Grande do Norte		
<i>Ratings de Crédito de Emissor</i>		
Escala global		
Moeda estrangeira	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Moeda local	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Escala Nacional Brasil	22 de março de 2000	28 de maio de 2014
Emissor	Data de Atribuição do Rating Inicial	Data da Ação Anterior de Rating
Companhia Energética de Pernambuco (CELPE)		
<i>Ratings de Crédito de Emissor</i>		
Escala global		
Moeda estrangeira	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Moeda local	24 de março de 2010	28 de maio de 2014
Escala Nacional Brasil	4 de maio de 2004	28 de maio de 2014

Informações regulatórias adicionais

Outros serviços fornecidos ao emissor

Não há outros serviços prestados a este emissor, clique [aqui](#) para mais informações.

Atributos e limitações do rating de crédito

A Standard & Poor's Ratings Services utiliza informações em suas análises de crédito provenientes de fontes consideradas confiáveis, incluindo aquelas fornecidas pelo emissor. A Standard & Poor's Ratings Services não realiza auditorias ou quaisquer processos de *due diligence* ou de verificação independente da informação recebida do emissor ou de terceiros em conexão com seus processos de rating de crédito ou de monitoramento dos ratings atribuídos. A Standard & Poor's Ratings Services não verifica a completude e a precisão das informações que recebe. A informação que nos é fornecida pode, de fato, conter imprecisões ou omissões que possam ser relevantes para a análise de crédito de rating.

Em conexão com a análise deste (s) rating (s) de crédito, a Standard & Poor's Ratings Services acredita que há informação suficiente e de qualidade satisfatória de maneira a permitir-lhe ter uma opinião de rating de crédito. A atribuição de um rating de crédito para um emissor ou emissão pela Standard & Poor's Ratings Services não deve ser vista como uma garantia da precisão, completude ou tempestividade da (i) informação na qual a Standard & Poor's se baseou em

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

conexão com o rating de crédito ou (ii) dos resultados que possam ser obtidos por meio da utilização do rating de crédito ou de informações relacionadas.

Fontes de informação

Para atribuição e monitoramento de seus ratings a Standard & Poor's utiliza, de acordo com o tipo de emissor/emissão, informações recebidas dos emissores e/ou de seus agentes e conselheiros, inclusive, balanços financeiros auditados do Ano Fiscal, informações financeiras trimestrais, informações corporativas, prospectos e outros materiais oferecidos, informações históricas e projetadas recebidas durante as reuniões com a administração dos emissores, bem como os relatórios de análises dos aspectos econômico-financeiros (MD&A) e similares da entidade avaliada e/ou de sua matriz. Além disso, utilizamos informações de domínio público, incluindo informações publicadas pelos reguladores de valores mobiliários, do setor bancário, de seguros e ou outros reguladores, bolsas de valores, e outras fontes públicas, bem como de serviços de informações de mercado nacionais e internacionais.

Aviso de ratings ao emissor

O aviso da Standard & Poor's para os emissores em relação ao rating atribuído é abordado na política "Aviso de Pré-Publicação aos Emissores".

Frequência de revisão de atribuição de ratings

O monitoramento da Standard & Poor's de seus ratings de crédito é abordado em:

- Descrição Geral do Processo de Ratings de Crédito (seção de Revisão de Ratings de Crédito) <http://www.standardandpoors.com/ratings/articles/pt/la/?articleType=PDF&assetID=1245338484985>
- Política de Monitoramento <http://www.standardandpoors.com/ratings/articles/pt/la/?articleType=PDF&assetID=1245319078197>

Conflitos de interesse potenciais da S&P Ratings Services

A Standard & Poor's Brasil publica a lista de conflitos de interesse reais ou potenciais em "Conflitos de Interesse — Instrução Nº 521/2012, Artigo 16 XII" seção em www.standardandpoors.com.br.

Faixa limite de 5%

A S&P Brasil publica em seu Formulário de Referência apresentado em <http://www.standardandpoors.com/ratings/br-disclosure/pt/la> o nome das entidades responsáveis por mais de 5% de suas receitas anuais.

Copyright© 2014 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 outra 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 ilegal 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

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

nenhuma auditoria nem realiza avaliações de due diligence ou de verificação independente de qualquer informação recebe.

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

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

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

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

Comentários sobre o item 10.1:

As informações contidas neste item 10 foram extraídas das demonstrações financeiras da Companhia dos exercícios de 2011, 2012 e 2013. 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. condições financeiras e patrimoniais gerais

A CELPE é uma empresa que atua no setor elétrico na área de distribuição. Por atuar num setor capital intensivo, a CELPE investe constantemente na melhoria, manutenção e expansão da sua rede de distribuição. Para o financiamento destes investimentos, a CELPE busca o apoio dos bancos de fomento. Cerca de 44,53% do endividamento da CELPE é proveniente de contratos com bancos de fomento e organismos multilaterais, dentre eles o Banco Nacional de Desenvolvimento Econômico e Social – BNDES, o Banco do Nordeste do Brasil – BNB, a Financiadora de Estudos e Projetos - FINEP e a Eletrobrás.

A Política Financeira do Grupo Neoenergia 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).

2013

Apesar da redução da receita operacional bruta de 10,10% em relação a 2012, alcançando R\$ 4.539.295 mil, o lucro líquido da Celpe foi de R\$ 106.763 mil, representando um crescimento de 464,87% em relação ao obtido em 2012; e o EBITDA alcançou R\$ 366.446 mil, 56,78% superior ao obtido em 2012.

Pode-se atribuir o resultado alcançado aos efeitos da política de cobrança adotada no ano de 2012 com foco na atuação da dívida de menor risco de recebimento, na redução do prazo de parcelamento e no aumento do volume das operações de cobrança, impactando no aumento da PCLD de 2012. Além disto, as estratégias de inspeção, regularização e blindagem que foram adotadas no ano de 2013 contribuíram para a redução do índice de perdas.

A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 1.353.108 mil, 1,02% menor que em 2012 (R\$ 1.366.997 mil). A dívida líquida da CELPE (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) encerrou o ano de 2013 com R\$ 1.195.425 mil, 2,63% acima dos R\$ 1.164.830 mil registrados em 2012.

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

2012

Apesar do crescimento da receita operacional bruta de 16% em relação a 2011, alcançando R\$ 5.049.177 mil, a companhia teve um prejuízo de R\$ 29.261 mil e o EBITDA alcançou R\$ 233.727 mil, 58,9% inferior ao obtido em 2011.

Acreditamos que esses resultados abaixo do histórico tenham encerrado o ciclo de adaptação da empresa às alterações da norma de enquadramento dos consumidores baixa renda (Lei 12.212/10) bem como aos critérios mais restritivos para o combate às perdas comerciais e à inadimplência (Resolução Aneel nº 414/10). Ao longo de 2012, a Companhia fez investimentos significativos no cadastramento dos beneficiários da tarifa social baixa renda e atingiu o total de 1,3 milhão de consumidores cadastrados, em 31 de dezembro de 2012.

Sem prejuízo dos esforços empreendidos pela Celpe, houve aumento no nível de Provisão para Crédito de Liquidação Duvidosa. Ocorreu também o incremento dos custos com serviços de terceiros, que têm relação direta com as ações de cobrança, com o cadastramento dos clientes baixa renda e as ações de combate às perdas.

Vale ressaltar que as ações tomadas pela Companhia no sentido de promover as adequações e otimizações necessárias em seus processos de combate às perdas e à inadimplência, já começaram a apresentar resultados importantes, evidenciando o caráter extraordinário das provisões efetuadas.

2011

A CELPE encerrou o exercício de 2011 com uma receita operacional bruta de R\$ 4.360.492 mil, representando um acréscimo de 2,82% em relação a 2010 (R\$ 4.240.980 mil). O fornecimento de energia elétrica no ano de 2011 (mercado cativo de energia) foi de 10.190 GWh contra 10.039 GWh no mesmo período do ano anterior, representando um crescimento de 1,51%. A base de clientes chegou a 3,1 milhões, um acréscimo de 1,78% sobre o ano anterior.

A geração operacional de caixa, medida pelo EBITDA foi inferior ao ano anterior e totalizou R\$ 568.774 mil, redução de 21% em relação aos R\$ 719.961 mil apurados em 2010. Essa variação é explicada principalmente pelo crescimento das despesas com provisão para devedores duvidosos em função das mudanças promovidas pela Resolução ANEEL 414/10, que estabeleceu restrições às ações de cobrança, além da perda da condição de baixa renda de 722 mil consumidores, em função da Lei 12.212/10, que não efetuaram inscrição no Cadastro Único do Governo Federal nos prazos legais, exigindo da Companhia um esforço acentuado no processo de cobrança e no reconhecimento de novas provisões.

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

O lucro líquido apurado em 2011 foi de R\$ 283.416 mil, inferior ao registrado no ano de 2010 em 36,78%, basicamente em função do aumento da inadimplência e do registro não recorrente em 2010 de receita financeira oriunda do ganho da ação judicial do PIS/COFINS baseada na Lei no 9.718.

A dívida bruta da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 1.526.484 mil, 15,8% maior que em 2010 (R\$ 1.317.974 mil). A dívida líquida da CELPE (dívida bruta deduzida das disponibilidades, aplicações financeiras e títulos e valores mobiliários) encerrou o ano de 2011 com R\$ 1.255.430 mil, 4,8% acima do registrado em 2010.

Em abril de 2011, a CELPE efetuou captação de recursos por meio da emissão de debêntures (4ª Emissão) no montante de R\$ 360.000 mil, com vencimento em 20 de abril de 2017 e juros de 111,3% do CDI a.a com pagamento semestral.

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

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

	2013		2012		2011	
	R\$ mil	%	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Capital de Terceiros	2.242.761	59%	2.390.075	63%	2.292.523	60%
Capital Próprio	1.548.592	41%	1.385.723	37%	1.527.978	40%

Fonte: DPF

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

i. hipóteses de resgate

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

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. capacidade de pagamento em relação aos compromissos financeiros assumidos

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

A Companhia 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.

Indicador	2013	2012	2011
Dívida Líquida Total / EBITDA	3,26	4,98	2,27

Fonte: DFP

No entanto, a Companhia não pode assegurar que eventos adversos não ocorrerão e não prejudicarão a capacidade de pagamento da Companhia.

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

A Companhia 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. Além dessas fontes a Companhia tradicionalmente acessa o mercado de capitais doméstico para complementar suas fontes de financiamento, quando este apresenta condições favoráveis. Também faz parte da 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 eventuais necessidades pontuais geradas por possíveis descasamentos de fluxo de caixa ao longo do mês. A estratégia de financiamento da Companhia obteve nos últimos anos um nível elevado de eficácia, conforme indicado no item 10.f (i) abaixo.

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

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

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**f. níveis de endividamento e as características de tais dívidas, descrevendo ainda:**

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

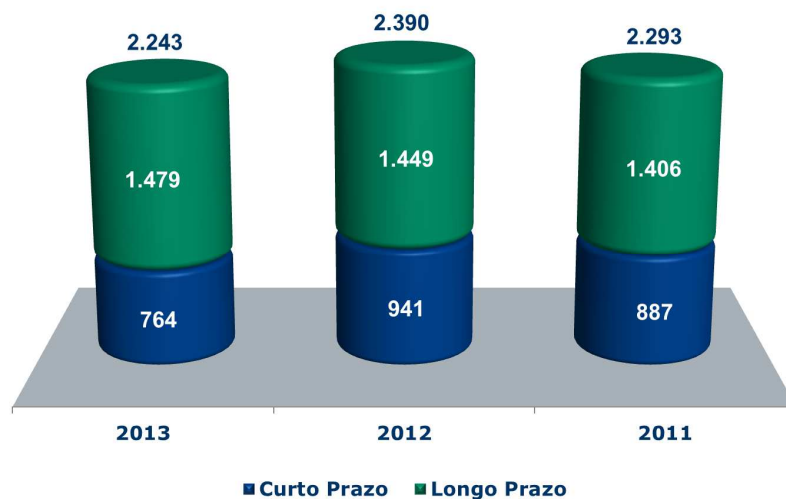
Indicador	2013		2012		2011	
	R\$ mil	%	R\$ mil	%	R\$ mil	%
Passivo Circulante	763.671	34%	941.188	39%	886.855	39%
Passivo Não Circulante	1.479.090	66%	1.448.887	61%	1.405.668	61%

Fonte: DFP

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

Faz parte da política financeira do Grupo Neoenergia buscar constantemente alongamento de prazo e redução de custos da sua dívida. A seguir está o gráfico com histórico dos últimos três anos de endividamento de curto e longo prazo (Passivo Circulante + Passivo não Circulante) e o gráfico com o cronograma de amortizações e encargos, posição de 31/12/2013, referente ao passivo oneroso.

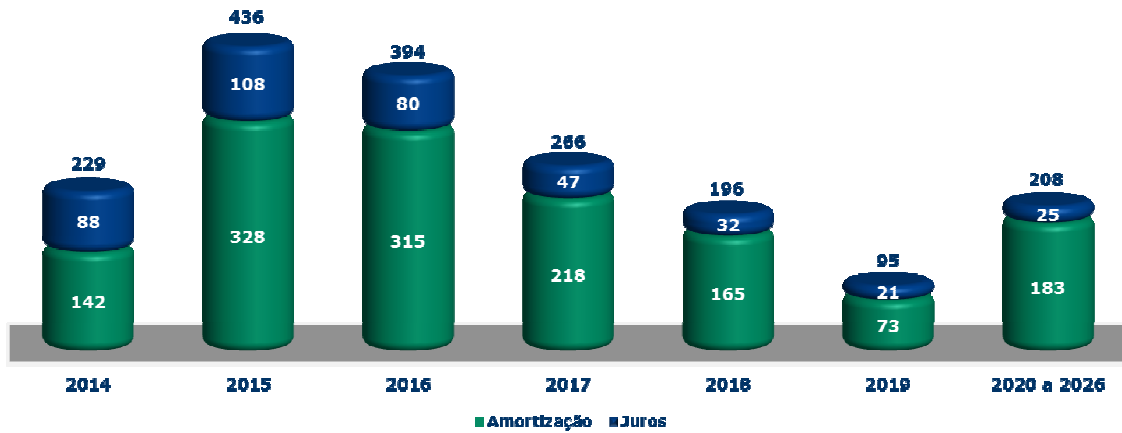
- Evolução da dívida (em R\$ milhões):**



Fonte: DFP

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

- Cronograma de amortização (em R\$ milhões):



i. contratos de empréstimo e financiamento relevantes

A tabela abaixo apresenta os contratos de empréstimo e financiamento mais relevantes em 31/12/2013:

Fonte	Assinatura	Finalidade	Juros	Vencimento	Moeda Contratada	Saldo da Dívida		
						2013	2012	2011
BB - AGROINDUSTRIAL	06/05/2010	Reestruturação da Dívida	108% do CDI*	2021	R\$	145.000	186.954	172.516
BB - AGROINDUSTRIAL 2	28/01/2011	Reestruturação da Dívida	108% do CDI*	2021	R\$	75.000	89.130	81.702
BNB 1	30/11/2004	Eletificação	10% a.a.	2015	R\$	-	10.979	21.992
BNB 3	29/12/2005	Eletificação	10% a.a.	2015	R\$	-	1.407	16.810
BNB 6	27/06/2008	Eletificação	10% a.a.	2015	R\$	67.174	93.984	120.761
BNDES 6 FINEM (B)	01/12/2006	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 4,3% a.a.	2016	R\$	-	-	5.656
BNDES 6 FINEM (C)	01/12/2006	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 4,3% a.a.	2016	R\$	-	7.180	35.923
BNDES 7 - FINEM (A8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	2017	R\$	1.888	2.427	-
BNDES 7 - FINEM (B8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	2017	R\$	1.889	2.428	-
BNDES 7 - FINEM (C3)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,12% a.a.	2016	R\$	2.458	4.097	5.740
BNDES 7 - FINEM (D3)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 3,12% a.a.	2018	R\$	2.459	4.099	5.742
BNDES 7 - FINEM (D3)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	4,5% a.a.	2018	R\$	1.543	2.571	3.600
BNDES 7 - FINEM (O4)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	2018	R\$	17.142	23.999	30.869
BNDES 7 - FINEM (P4)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	2013	R\$	17.147	24.004	30.875
BNDES 7 - FINEM (Q4)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% a.a.	2012	R\$	5.512	7.716	9.924
BNDES 7 - FINEM (O8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,82% a.a.	2016	R\$	110.486	104.371	45.182
BNDES 7 - FINEM (P8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,82% a.a.	2018	R\$	110.529	104.409	45.198
BNDES 7 - FINEM (Q8)	16/03/2009	Expansão/Melhoramento de Redes	5,5% a.a.	2014	R\$	41.402	43.229	43.229
BNDES 8 - FINEM (A2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,70% a.a.	2021	R\$	4.146	-	-
BNDES 8 - FINEM (B2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,70% a.a.	2021	R\$	4.148	-	-
BNDES 8 - FINEM (C2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 1,70% a.a.	2021	R\$	59.116	-	-
BNDES 8 - FINEM (D2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	TJLP + 2,70% a.a.	2021	R\$	59.136	-	-
BNDES 8 - FINEM (E2)	27/06/2013	Expansão/Melhoramento de Redes	3% a.a.	2023	R\$	27.159	-	-
CELPOS	19/09/2001	Parcelamento Débito	INPC + 6% a.a.	2023	R\$	137.287	143.029	147.277
CITIBANK	03/12/2013	Cobertura de Caixa	LIBOR + 0,97% a.a.	2018	DÓLAR	38.517	-	-
DEBÊNTURES 2ª EMISSÃO (1ª SÉRIE)	01/08/2005	Reestruturação da Dívida	108,5% do CDI	2014	R\$	-	-	198.882
DEBÊNTURES 2ª EMISSÃO (2ª SÉRIE)	01/08/2005	Reestruturação da Dívida	IGPM + 10,95% a.a.	2011	R\$	-	98.951	-
DEBÊNTURES 3ª EMISSÃO	20/09/2006	Reestruturação da Dívida	105,0% do CDI	2013	R\$	-	-	85.217
DEBÊNTURES 4ª EMISSÃO	20/04/2011	Reestruturação da Dívida	111,3% do CDI	2012	R\$	366.449	364.098	367.013
ECF - LNC	11/02/2000	Eletificação Rural	5% a.a.	2012	R\$	-	-	1.791
ECF - LPT 1	01/07/2004	Universalização	5% a.a.	2016	R\$	10.506	15.140	19.269
ECF - LPT 2	17/11/2005	Universalização	5% a.a.	2017	R\$	17.839	22.646	27.101
ECF - 2871 Emergencial	13/12/2010	Expansão/Melhoramento de Redes	5% a.a.	2015	R\$	3.070	3.258	6.681
FINEP	14/10/2009	Pesquisa e Desenvolvimento	(TJLP-6%) + 5% a.a.	2017	R\$	27.601	34.183	40.748
FINEP	25/11/2011	Pesquisa e Desenvolvimento	4% a.a.	2017	R\$	15.738	9.166	-
KFW TRANCHE 1	29/05/1996	Dist.Rural/Se's/Lt's	2% a.a.	2026	EURO	749	748	876
KFW TRANCHE 2	29/05/1996	Dist.Rural/Se's/Lt's	4,5% a.a.	2016	EURO	3.168	4.260	5.663
Total						1.374.256	1.408.465	1.576.236

*Contratos foram repactuados em dez/2013

Fonte: DFP

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**ii. outras relações de longo prazo com instituições financeiras**

A Companhia 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.

iii. grau de subordinação entre as dívidas

Valores em R\$ mil

Credor	Denominação	Saldo devedor em 2013	Saldo devedor em 2012	Saldo devedor em 2011	Classificação
BANCO DO BRASIL	BB - AGROINDUSTRIAL	145.000	186.954	172.516	Garantias Quirografária
BANCO DO BRASIL	BB - AGROINDUSTRIAL 2	75.000	89.130	81.702	Garantias Quirografária
BNB	BNB 1	-	10.979	21.992	Garantia Real
BNB	BNB 3	-	1.407	16.810	Garantia Real
BNB	BNB 6	67.174	93.984	120.761	Garantia Real
BNDES	BNDES 6 FINEM (B)	-	-	5.656	Garantia Real
BNDES	BNDES 6 FINEM (C)	-	7.180	35.923	Garantia Real
BNDES	BNDES 7 - FINEM (A8)	1.888	2.427	-	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (B8)	1.889	2.428	-	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (C3)	2.458	4.097	5.740	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (D3)	2.459	4.099	5.742	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (E3)	1.543	2.571	3.600	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (O4)	17.142	23.999	30.869	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (P4)	17.147	24.004	30.875	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (Q4)	5.512	7.716	9.924	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (O8)	110.486	104.371	45.182	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (P8)	110.529	104.409	45.198	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 7 - FINEM (Q8)	41.402	43.229	43.229	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (A2)	4.146	-	-	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (B2)	4.148	-	-	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (C2)	59.116	-	-	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (D2)	59.136	-	-	Garantias Quirografária
BNDES	BNDES 8 - FINEM (E2)	27.159	-	-	Garantias Quirografária
CELPOS	CELPOS	137.287	143.029	147.277	Garantia Real
CITIBANK	CITIBANK	38.517	-	-	Garantias Quirografária
DEBENTURISTAS	DEBÊNTURES 2ª EMISSÃO (1ª SÉRIE)	-	-	198.882	Garantias Quirografária
DEBENTURISTAS	DEBÊNTURES 2ª EMISSÃO (2ª SÉRIE)	-	98.951	-	Garantias Quirografária
DEBENTURISTAS	DEBÊNTURES 3ª EMISSÃO	-	-	85.217	Garantias Quirografária
DEBENTURISTAS	DEBÊNTURES 4ª EMISSÃO	366.449	364.098	367.013	Garantias Quirografária
ELETRORÁS	ECF - LNC	-	-	1.791	Garantia Real
ELETRORÁS	ECF - LPT 1	10.506	15.140	19.269	Garantia Real
ELETRORÁS	ECF - LPT 2	17.839	22.646	27.101	Garantia Real
ELETRORÁS	ECF - 2871 Emergencial	3.070	3.258	6.681	Garantia Real
FINEP	FINEP	27.601	34.183	40.748	Garantias Quirografária
FINEP	FINEP	15.738	9.166	-	Garantias Quirografária
KFW	KFW TRANCHE 1	749	748	876	Garantias Quirografária
KFW	KFW TRANCHE 2	3.168	4.260	5.663	Garantias Quirografária
OUTROS PASSIVOS		868.505	901.822	778.168	Garantias Quirografária

Obs: As garantias reais indicadas na tabela acima não correspondem ao total de cada dívida e sim ao somatório de parcelas conforme previsto nos contratos de financiamento.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais**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 Companhia possui alguns contratos de empréstimo e financiamento que possuem restrições impostas pelos credores, abaixo descritas.

Dívida	Covenant	Restrição ao pagamento de dividendos	Restrição à alienação de ativo	Restrição à contratação de novas dívidas e emissões de valores mobiliários	Alienação de controle societário	Vigência
2ª Emissão	Fiadora: Dívida líquida / EBITDA \leq 3,0	Não há	Não há	Não há	Cisão, Fusão ou Qualquer Forma de reorganização societária somente previamente aprovado pelos debenturistas, bem como restrição à alteração direta ou indireta do controle acionário	2011, 2012 e 2013
	Fiadora: EBITDA / Resultado Financeiro \geq 2,0					
4ª Emissão	Fiadora: Dívida líquida / EBITDA \leq 3,0	Considerada hipótese de vencimento antecipado não automático o pagamento de dividendos superior ao limite mínimo, estando a empresa em débito com os Debenturistas	Não há	Não há	Restrição à alteração direta ou indireta do controle acionário	2011, 2012 e 2013
	Fiadora: EBITDA / Resultado Financeiro \geq 2,0					
BNB	Não há	Pagar aos seus acionistas dividendos e/ou juros sobre capital próprio, exclusive os níveis mínimos definidos em Lei, somente se as obrigações financeiras com o Banco, relativas ao contrato, estiverem em situação regular.	Não há	Não há	Não alterar o controle efetivo da emitente, direto ou indireto, sem prévia e expressa comunicação ao banco.	2011, 2012 e 2013
BNDES 08.2.1089.1 e Aditivos	PL / Exigível Total \geq 45% EBITDA / ROL \geq 20% EBITDA / Serviço da Dívida \geq 1,2 Ativo Circ. / Passivo Circ. \geq 0,4	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.	2013
BNDES 13.2.0294.1 e Aditivos	Fiadora: Dívida líquida / EBITDA \leq 3,5 Fiadora: EBITDA / Resultado Financeiro \geq 2,0	Não há	A garantidora deve submeter à aprovação do BNDES quaisquer propostas de matérias concernentes à oneração a qualquer título, de ação de sua propriedade, de emissão de cada uma das BENEFICIÁRIAS	Não há	A garantidora deve submeter à aprovação do BNDES quaisquer propostas de matérias concernentes à transferência do controle acionário de qualquer uma das BENEFICIÁRIAS	2011, 2012 e 2013
FINEP	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	2011, 2012 e 2013
ELETRORÁS	Dívida líquida / EBITDA \leq 3,0	Não declarar ou pagar qualquer dividendo, autorizar ou efetuar qualquer outra distribuição, 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	2011, 2012 e 2013
Citibank 4131	Fiadora: Dívida líquida / EBITDA \leq 4,0 Fiadora: EBITDA / Resultado Financeiro \geq 2,0	Não há	A empresa se obriga a não vender, transferir, alugar ou alienar todo ou parte substancial de suas propriedades ou ativos, exceto se tais operações ocorrerem dentro do Grupo Econômico	Não há	Restrição à alteração direta ou indireta do controle acionário	2013

Obs: A vigência citada na tabela acima não corresponde ao prazo da dívida e sim aos exercícios sociais aos qual 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 Companhia não poderá distribuir dividendos acima do limite mínimo obrigatório, além de ser obrigada a submeter previamente ao credor a contratação de novo endividamento.

Alguns desses contratos possuem cláusulas de *cross default* que podem determinar o vencimento antecipado de outras dívidas da Companhia em caso de inadimplemento das obrigações financeiras ou descumprimento de *covenants*.

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

g. limites de utilização dos financiamentos já contratados

A Companhia possui contratos de financiamento com o BNDES, Caixa Econômica Federal (com interveniência da ELETROBRÁS) e FINEP com saldos ainda não totalmente utilizados até 31/12/2013, conforme tabela abaixo:

Valores em R\$ mil

Credor	Valor Contratado	% Utilizado
BNDES	430.470	35,61%
FINEP	41.099	38,95%
CEF - PLPT	27.077	0,00%

h. alterações significativas em cada item das demonstrações financeiras

As informações financeiras constantes dos balanços patrimoniais e das demonstrações de resultado referentes aos exercícios sociais encerrados em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 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

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

PRICEWATERHOUSECOOPERS Auditores Independentes, de acordo com as normas de auditoria aplicáveis no Brasil.

Balanco Patrimonial (Valores em R\$ mil)

ATIVO	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012	AH%	AV%	31/12/2011	AV%
CIRCULANTE								
Caixa e equivalentes de caixa	149.269	-22%	4%	192.602	-19%	5%	236.788	6%
Contas a receber de clientes e outros	631.689	-7%	17%	677.858	-18%	18%	821.851	22%
Títulos e valores mobiliários	2.023	-70%	0%	6.761	-74%	0%	26.233	1%
Recursos CDE	10.758		0%				-	
Impostos e contribuições a recuperar	98.666	73%	3%	56.942	1%	2%	56.276	1%
Estoques	6.979	10%	0%	6.324	22%	0%	5.190	0%
Despesas pagas antecipadamente	8.140	382%	0%	1.688	-27%	0%	2.307	0%
Serviços em curso	11.411	-12%	0%	13.014	26%	0%	10.305	0%
Outros ativos circulantes	16.025	-55%	0%	35.856	79%	1%	19.982	1%
TOTAL DO CIRCULANTE	934.960	-6%	25%	991.045	-16%	26%	1.178.932	31%
NÃO CIRCULANTE								
Contas a receber de clientes e outros	146.372	-40%	4%	245.597	-17%	7%	415.170	11%
Títulos e valores mobiliários	6.391	128%	0%	2.803	0%	0%	8.034	0%
Impostos e contribuições a recuperar	19.152	8%	1%	17.689	40%	0%	14.490	0%
Impostos e contribuições diferidos	324.564	-16%	9%	384.296	-5%	10%	343.168	9%
Entidade de Previdência Privada	543		0%	-	-9%	0%	-	0%
Depósitos judiciais	47.853	30%	1%	36.865	35%	1%	30.520	1%
Outros ativos não circulantes	2.158	0%	0%	2.158	-10%	0%	2.158	0%
Outros investimentos	2.734	0%	0%	2.734	30%	0%	2.467	0%
Concessão do serviço público (ativo financeiro)	356.549	38%	9%	257.900	99%	7%	113.475	3%
Intangível	1.950.077	6%	51%	1.834.711	4%	49%	1.712.087	45%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	2.856.393	3%	75%	2.784.753	3%	74%	2.641.569	69%
ATIVO TOTAL	3.791.353	0%	100%	3.775.798	10%	100%	3.820.501	100%

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

PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012	AH%	AV%	31/12/2011	AV%
CIRCULANTE								
Fornecedores	349.048	0%	9%	350.775	34%	9%	261.396	7%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	135.944	-51%	4%	277.251	-24%	7%	362.978	10%
Salários e encargos a pagar	26.129	13%	1%	23.043	26%	1%	18.289	0%
Taxas regulamentares	18.625	-1%	0%	18.785	-36%	0%	29.290	1%
Impostos e contribuições a recolher	106.283	0%	3%	106.177	-6%	3%	113.540	3%
Entidade de previdência privada	16.331	0%	0%	16.298	7%	0%	15.233	0%
Dividendos e juros sobre capital próprio	165	-96%	0%	4.114	-82%	0%	22.653	1%
Provisões	10.090	-41%	0%	17.187	93%	0%	8.904	0%
Outros passivos circulantes	101.056	-21%	3%	127.558	134%	3%	54.572	1%
TOTAL DO CIRCULANTE	763.671	-19%	20%	941.188	6%	25%	886.855	23%
NÃO CIRCULANTE								
Fornecedores	34.745	-11%	1%	39.148	63%	1%	23.994	1%
Empréstimos, financiamentos e debêntures	1.079.877	14%	28%	946.716	-7%	25%	1.016.229	27%
Taxas regulamentares	24.000	-44%	1%	43.213	13%	1%	38.297	1%
Impostos e contribuições a recolher	-		0%	-	-100%	0%	1.654	0%
Provisões	58.227	14%	2%	50.883	-2%	1%	51.659	1%
Entidade de previdência privada	257.217	-26%	7%	347.306	30%	9%	266.165	7%
Outros passivos não circulantes	25.024	16%	1%	21.621	182%	1%	7.670	0%
TOTAL DO NÃO CIRCULANTE	1.479.090	2%	39%	1.448.887	3%	38%	1.405.668	37%
PATRIMÔNIO LÍQUIDO								
Capital social	590.174	0	16%	590.174	0	16%	590.174	15%
Reservas de capital	558.080	0	15%	558.080	0	15%	558.080	15%
Reservas de lucros	409.014	2%	11%	401.107	4%	11%	386.776	10%
Outros resultados abrangentes	24.805	-158%	1%	(42.469)	-285%	-1%	23.015	1%
Proposta de distribuição de dividendos adicionais	-	-100%	0%	11.337	-80%	0%	58.050	2%
Lucro/Prejuízo do período / exercício	(33.481)	-75%	-1%	(132.506)	50%	-4%	(88.117)	-2%
TOTAL PATRIMÔNIO LÍQUIDO	1.548.592	12%	41%	1.385.723	-9%	37%	1.527.978	40%
PASSIVO E PATRIMÔNIO LÍQUIDO TOTAL	3.791.353	0%	100%	3.775.798	-1%	100%	3.820.501	100%

Análise dos principais ativos e passivos:

- Ativo**

Circulante**Caixa e equivalentes de caixa**

Engloba as contas a receber do Grupo: (i) nas controladas distribuidoras com o fornecimento de energia e uso da rede, faturado e não faturado, este por estimativa, serviços prestados, acréscimos moratórios e outros; (ii) nas controladas de geração e comercialização com a disponibilização, geração e comercialização de energia, até a data do balanço, contabilizado com base no regime de competência. São considerados ativos financeiros classificados como empréstimos e recebíveis.

O saldo de caixa e equivalentes de caixa em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 foi de R\$ 149,3 milhões, R\$ 192,6 milhões e R\$ 236,8 milhões, respectivamente. As reduções de saldos observadas nestes anos são decorrentes da movimentação dos ingressos e desembolsos, que ocasionaram uma menor sobra de caixa no período.

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

Contas a receber de clientes e outros

O saldo de contas a receber de clientes e outros vem apresentando redução nos últimos anos. Em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 os saldos foram de R\$ 631,7 milhões, R\$ 677,9 milhões e R\$ 821,9 milhões, respectivamente. Em 2013 a variação foi de -7% em relação a 2012, que por sua vez variou -18% em relação ao ano anterior.

Títulos e Valores Mobiliários

O saldo da conta de títulos e valores mobiliários em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 foi de R\$ 2,0 milhões, R\$ 6,8 milhões e R\$ 26,2 milhões, respectivamente. Este grupo é composto principalmente por títulos dados em garantias de contratos de empréstimos ou compra de energia. A redução verificada nos saldos em 2013 e 2012 é devido a reclassificações para caixa e equivalente de caixa e resgates dos valores excedentes nas aplicações efetuadas em função do vencimento das operações com garantias.

Recursos CDE

Os valores referem-se a aportes realizados pela Eletrobrás para pagamento das despesas relativas ao ESS e risco hidrológico, conforme Decreto 7.945 de 8 de março de 2013.

Não Circulante

Concessão do serviço público (ativo financeiro)

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

Essa parcela de 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.

A atualização monetária do ativo financeiro incide apenas sobre a base blindada, reconhecida no resultado é efetuada mensalmente, considerando a atualização pelo IGPM, como forma de distribuir linearmente ao longo do exercício o reajuste da denominada Base Tarifária, que é corrigida anualmente por esse índice. Diferenças entre o valor justo contabilizado e o novo valor justo apurado são reconhecidas no resultado. Na data da revisão tarifária da

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

Companhia, que ocorre a cada quatro anos, (próxima revisão tarifária prevista para abril de 2017) o ativo financeiro, base incremental, poderá ser ajustado ao valor justo de acordo com a base de remuneração determinada ao valor novo de reposição pelos critérios tarifários.

O saldo da conta de ativo financeiro em 31 de dezembro de 2013, 2012 (reapresentado) e 2011 (reapresentado) era de R\$ 356,5 milhões, R\$ 257,9 milhões e R\$ 113,5 milhões, respectivamente. O incremento de 38,3% em 2013 e 127,3% em 2012 é justificado pelo aumento dos investimentos realizados em infra-estrutura da concessão.

Ativo 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 nºs 553 de 12 de novembro de 2008, 677 de 13 de dezembro de 2011 e 654 de 28 de dezembro de 2010, que aprovam respectivamente o CPC 04 – Ativos Intangíveis, os ICPC 01 (R1) – Contrato de Concessão e ICPC 17 Contrato de Concessão: Evidenciação e o OCPC 05 – Contrato de Concessão.

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

O saldo da conta de ativo intangível em 31 de dezembro de 2013, 2012 (reapresentado) e 2011(reapresentado) era de R\$ 1.950,1 milhões, R\$ 1.834,7 milhões e R\$ 1.712,1 milhões, respectivamente. O incremento de 6,3 % em 2013 e 7,2% em 2012 é justificado pelo aumento dos investimentos realizados em infraestrutura da concessão.

- **Passivo Circulante e não circulante**

Empréstimos, financiamentos e debêntures

A dívida bruta onerosa da Companhia, incluindo empréstimos, financiamentos, debêntures, encargos e derivativos, totalizou R\$ 1.353 milhões em 2013 (1,02% menor que no ano anterior), R\$ 1.367 milhões em 2012 (10,4% menor que no ano anterior) e R\$ 1.526 milhões em 2011.

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

A dívida manteve-se estável em 2013 em relação a 2012. Já a redução observada no exercício de 2012 deve-se, principalmente, à liquidação da 3ª Emissão de Debêntures e às amortizações referentes à 2ª Emissão de Debêntures.

O ano de 2011, em relação ao endividamento, foi marcado pela captação de recursos no mercado de capitais por meio da 4ª emissão de debêntures, no montante de R\$ 360 milhões, destinados ao ajuste do perfil da dívida da Empresa. Esta operação propiciou a obtenção de prazo mais longo e desconcentração de vencimentos.

• Demonstração do Resultado (Valores em R\$ mi)

	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012	AH%	AV%	31/12/2011	AV%
RECEITA BRUTA	4.539.295	-10%	138%	5.049.177	16%	142%	4.360.492	150%
(-) Deduções da receita bruta	(1.255.786)	-16%	-38%	(1.503.316)	4%	-42%	(1.446.359)	-50%
RECEITA OPERACIONAL LÍQUIDA	3.283.509	-7%	100%	3.545.861	22%	100%	2.914.133	100%
Custo do serviço	(2.666.392)	-6%	-81%	(2.837.100)	34%	-80%	(2.110.065)	-72%
LUCRO BRUTO	617.117	-13%	19%	708.761	-12%	20%	804.068	28%
Despesas com vendas	(233.688)	-52%	-7%	(484.549)	98%	-14%	(244.146)	-8%
Despesas gerais e administrativas	(166.765)	-5%	-5%	(174.970)	35%	-5%	(129.390)	-4%
LUCRO ANTES DO RESULTADO FINANCEIRO E IMPOSTOS	216.664	340%	7%	49.242	-89%	1%	430.532	15%
Resultado financeiro	(79.790)	-15%	-2%	(93.785)	-9%	-3%	(103.543)	-4%
Receita financeira	118.060	0%	4%	117.783	-14%	3%	137.247	5%
Despesa financeira	(197.850)	-6%	-6%	(211.568)	-12%	-6%	(240.790)	-8%
LUCRO ANTES DOS IMPOSTOS	136.874	-407%	4%	(44.543)	-114%	-1%	326.989	11%
Imposto de renda e contribuição social	(30.111)	-297%	-1%	15.282	-135%	0%	(43.573)	-1%
Corrente	(12.775)	-2410%	0%	553	-101%	0%	(54.576)	-2%
Diferido	(7.392)	-122%	0%	33.217	-464%	1%	(9.134)	0%
Incentivo SUDENE	7.738	64383%	0%	12	-100%	0%	40.629	1%
Amortização do ágio e reversão PMIPL	(17.682)	-4%	-1%	(18.500)	-10%	-1%	(20.492)	-1%
LUCRO LÍQUIDO DO EXERCÍCIO	106.763	-465%	3%	(29.261)	-110%	-1%	283.416	10%
LUCRO BÁSICO E DILUÍDO POR AÇÃO:								
Ordinária	1,43			-0,39			6,00	
Preferencial A	1,43			-0,39			6,00	
Preferencial B	1,57			-0,43			6,60	

Receita Operacional Bruta

A receita operacional bruta da Companhia nos exercícios de 2013, 2012 e 2011 foi de R\$ 4.539,3 milhões, R\$ 5.049,2 milhões e R\$ 4.360,5 milhões, respectivamente, composta conforme detalhamento a seguir:

	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012	AH%	AV%	31/12/2011	AV%
Fornecimento de Energia	1.882.759	-1,4%	41%	1.908.798	16,3%	38%	1.641.915	38%
Disponibilidade da rede elétrica	2.165.392	-12,4%	48%	2.472.502	6,4%	49%	2.323.255	53%
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	35.968	-61,4%	1%	93.246	546,1%	2%	14.433	0%
Receita de Construção	344.225	-33,0%	8%	513.849	57,3%	10%	326.703	7%
Outras Receitas	110.951	82,5%	2%	60.782	12,2%	1%	54.186	1%
Total	4.539.295	-10%	100%	5.049.177	3%	100%	4.360.492	100%

Os fatores determinantes da variação da Receita Bruta foram:

- Receita de Fornecimento de Energia Elétrica (Mercado Cativo) redução de 1,4% devido principalmente a: (i) Revisão Tarifária Extraordinária (RTE), aplicada a partir de 24/01/2013, em função da Lei 12.783/13, que reduziu as tarifas da Celpe e demais

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

distribuidoras brasileiras em 20% em média e (ii) Reajuste Tarifário Anual de 2013 com aumento da tarifa média de energia para os consumidores em 1,3%, conforme RH ANEEL nº 1.519, de 23/04/2013, aplicado a partir de 29/04/2013.

- Suprimento de energia elétrica – CCEE apresentou posição desfavorável de 61,4% (57,2 milhões), decorrente redução das sobras de energia, gerada nas operações de aquisição.
- A disponibilização do sistema de distribuição, por apresentar variação desfavorável de R\$ 307.110, decorrente principalmente da retração no ritmo da migração de clientes para o ambiente de contratação livre no início do ano, em virtude do aumento do preço no mercado de curto prazo (PLD); e à redução do valor da Tarifa de Uso do Sistema de Distribuição, conforme Resolução Extraordinária Homologatória 1.418/2013.
- Receita de construção da infraestrutura da concessão, apresentou variação desfavorável de 33,0% (R\$ 169,6 milhões), que não produz efeito líquido no resultado da empresa devido à sua contrapartida no custo. As receitas e custos relativos a serviços de construção ou melhoria foram contabilizadas em atendimento ao pronunciamento técnico CPC 17 – Contratos de Construção.

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 2013, 2012 e 2011 foram de R\$ 1.255,8 milhões, R\$ 1.503,3 milhões e R\$ 1.446,4 milhões, respectivamente.

2013

- A aplicação da Lei nº 12.783/2013 que reduziu em 75% a arrecadação da CDE e extinguiu a RGR e CCC.

2012

O aumento de 4% em 2012 em relação a 2011 é devido principalmente a:

- Aumento dos tributos de ICMS, PIS e COFINS, devido principalmente do aumento da receita bruta.

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

- Queda dos encargos com Conta Consumo Combustível – CCC, em função de quota fixada pela ANEEL através da Resolução Homologatória nº 1.283/2012 e Nota Técnica SRG – SRE/ANEEL nº 033/2012.
- Extinção da RGR, conforme Medida Provisória 579/12, Lei 12.783/13.

2011 e 2010

De 5% em 2011 e de 6% em 2010 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.

Receita Operacional Líquida

Em 2012, a receita operacional líquida foi de R\$ 3.545,9 milhões, sendo 21,68% superior à receita líquida apurada em 2011, que foi de R\$ 2.914,1 milhões. Esse aumento foi decorrente, principalmente, do crescimento da receita de fornecimento.

• Custo e Despesas do Serviço de Energia Elétrica

Os custos e despesas operacionais da Companhia nos anos de 2013, 2012 e 2011 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	(180.116)	30%	6%	(138.907)	-9%	4%	(153.303)	4%
Material	(8.682)	-19%	0%	(10.772)	-8%	0%	(11.717)	0%
Serviços de terceiros	(284.982)	13%	9%	(252.115)	38%	7%	(182.338)	7%
Taxa de fiscalização serviço energia –TFSEE	(4.852)	-18%	0%	(5.897)	-1%	0%	(5.970)	0%
Energia elétrica comprada para revenda	(1.820.711)	6%	59%	(1.716.008)	28%	49%	(1.336.212)	49%
Encargos de uso do sistema transmissão	(114.854)	-50%	4%	(230.479)	41%	7%	(163.317)	7%
Amortização	(149.784)	-19%	5%	(184.484)	33%	5%	(138.242)	5%
Arrendamentos e alugueis	(1.978)	1%	0%	(1.968)	0%	0%	(1.970)	0%
Tributos	(2.209)	2%	0%	(2.166)	58%	0%	(1.371)	0%
Provisão para créditos de liquidação duvidosa	(105.070)	-73%	3%	(388.275)	198%	11%	(130.303)	11%
Custo de construção da infraestrutura da Concessão	(344.225)	-33%	11%	(513.848)	57%	15%	(326.703)	15%
Outros	(49.382)	-4%	2%	(51.700)	61%	1%	(32.155)	1%
Total custos / despesas	(3.066.845)	-12%	100%	(3.496.619)	41%	100%	(2.483.601)	100%

• Pessoal e Administradores

As despesas com pessoal e administradores estão demonstradas abaixo:

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

	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012	AH%	AV%	31/12/2011	AV%
Remunerações	91.980	53%	59%	59.979	-24%	53%	78.977	53%
Encargos sociais	20.388	9%	13%	18.684	-49%	16%	36.688	16%
Entidade de Previdência Privada	14.610	9%	9%	13.352	4%	12%	12.791	12%
Auxílio alimentação	10.380	7%	7%	9.659	8%	8%	8.985	8%
Convênio assistencial e outros benefícios	5.105	-2%	3%	5.221	34%	5%	3.900	5%
Rescisões	6.828	-21%	4%	8.644	294%	8%	2.195	8%
Férias e 13º salário	21.342	5%	14%	20.255	-3%	18%	20.795	18%
Plano de saúde	10.018	207%	6%	3.260	-66%	3%	9.552	3%
Contencioso trabalhista	916	-72%	1%	3.318	-14%	3%	3.861	3%
Participação nos resultados	12.559	28%	8%	9.835	20%	9%	8.205	9%
Encerramento de ordem em curso	1.325	3%	1%	1.285	-29%	1%	1.807	1%
(-) Transferências para ordens	(39.784)	0%	-26%	(39.610)	7%	-35%	(37.062)	-35%
Total	155.667	37%	100%	113.882	-24%	100%	150.694	100%

2013

Pessoal e administradores, variação desfavorável em 30% em relação ao ano anterior, devido principalmente ao reajuste salarial, refletido nas rubricas de remuneração e encargos, reajuste do plano de saúde, absorvido pela empresa, aumento nos desligamentos observado na rubrica de rescisão de contratos e honorários dos Diretores.

2012

A despesa com pessoal em 2012 foi de R\$ 154,6 milhões, um aumento de 8% quando comparado com 2011.

2011

(i) reajustes salariais de 6,5% e 7,7%, oriundos, respectivamente, do acordo coletivo de trabalho de novembro de 2010 e 2011; (ii) reajustes dos planos de assistência médica e dental decorrentes de aumento da sinistralidade e variação nos custos dos serviços; (iii) realização de acordos e condenações judiciais, decorrente de maior volume de processos judiciais finalizados; (iv) participação nos lucros e resultados apurada com base no cumprimento de objetivos individuais e corporativos em cada exercício social e (v) variação no número de empregados: 2011 – 1657 empregados , 2010 – 1676 empregados e, 2009 – 1705 empregados.

Serviços de Terceiros

As despesas com serviços de terceiros nos anos de 2013, 2012 e 2011 foram de R\$ 285,0 milhões, R\$ 252,1 milhões e R\$ 182,3 milhões respectivamente. O aumento de 13% em 2013 em relação a 2012, um aumento de 38% em 2012 quando comparado com 2011 e uma diminuição de 11% em 2011 quando comparado com 2010 é resultado principalmente:

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

2013

- alteração do critério de alocação de despesas com serviços de terceiros decorrente das exigências do processo de revisão tarifária;
- Substituição de empresas prestadoras de serviço (EPS);
- Intensificação das ações de corte;
- Atualização do cadastro de clientes baixa renda e produtor rural.

2012

- Reajustes nos preços dos serviços das novas contratações;
- Leituras e entrega de contas, aumento das turmas para a realização das leituras mensais;
- Desligação e religação - incremento das intervenções de cobrança;
- Manutenção corretiva - aumento das turmas de plantão leve e de iluminação pública;
- Inspeção Técnica - devido principalmente ao novo mix de serviços adotados, que priorizam clientes trifásicos e monofásicos não residenciais; e
- Serviços Jurídicos aumento decorrente de honorários extraordinários.

2011 e 2010

(i) ao aumento dos gastos com serviços de cobrança e corte e religação, com a intensificação das ações de campo e incremento no número de negativas, visando a redução da inadimplência; (ii) aumento no quantitativo de leitura de medidores e entrega de contas, influenciado pela implantação do novo sistema comercial SAP CCS e (iii) aumento no custo do serviço de arrecadação devido à migração da cobrança bancária para instituições financeiras que possuem tarifa mais elevada.

Energia elétrica comprada para revenda

As despesas com energia elétrica comprada para revenda nos anos de 2013, 2012 (reapresentado) e 2011 foram, respectivamente, de R\$ 1.820,7 milhões, de R\$ 1.716,0 milhões e R\$ 1.336,2 milhões.

10. Comentários dos diretores / 10.1 - Condições financeiras/patrimoniais2013

- Energia elétrica comprada apresentou posição desfavorável, em função do aumento do custo da energia decorrente do despacho das térmicas, alta do PLD em relação ao ano anterior e dos novos contratos do 7º LEN e do 2º LFA.

O aumento na comparação entre os períodos de 31% e 1%, respectivamente em 2012 e 2011, quando comparado com o ano anterior, é explicado principalmente devido:

- a necessidade de compra de energia no MCSD, para atender a retomada de mercado em 2012, devido ao crescimento das cargas industriais, principalmente no entorno de SUAPE e aumento de temperatura que elevou o mercado, sobretudo da classe comercial;
- o atraso do início de operação de usinas Porto Itaqui e Porto Pecém e ações judiciais levantadas pelas empresas dos grupos Multiner e Bertin; e
- das despesas das térmicas, devido à alta dos preços de energia do mercado de curto prazo que apresentou valores médio de R\$ 253,24/MWh, no exercício de 2012 contra R\$ 37,37/MWh, em 2011.

2011

- ao maior volume de energia comprada em leilões e ao incremento no custo com compra de energia devido a elevação no preço médio dos leilões.

Encargos Uso Rede Elétrica e Transmissão

As despesas com encargos de uso do sistema de transmissão nos anos de 2013, 2012 (reclassificado) e 2011 foram, respectivamente, de R\$ 114,9 milhões, de R\$ 230,4 milhões e R\$ 163,3 milhões.

2013

- A redução de 50% em relação ao ano anterior é decorrente principalmente da redução das tarifas de uso do sistema, em função da lei nº 12.783, de 11 de janeiro de 2013.

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

2012

O aumento de 12,6 em relação ao ano anterior é decorrente principalmente de:

- do reajuste de preços a partir de julho/2012;
- dos novos montantes contratuais com o ONS que se iniciaram em janeiro/2012; e
- da entrada de operação da subestação da Chesf Suape III.

2011 e 2010

O aumento na comparação entre os períodos de 8% e 9%, respectivamente em 2011 e 2010, quando comparado com o ano anterior, é devido principalmente aos aumentos na cota anual dos encargos de Rede Básica e de Serviço do Sistema (ESS), estabelecidos pela ANEEL.

Amortização

As despesas com amortização nos anos de 2013, 2012 (reapresentado) e 2011 foram, respectivamente, de R\$ 149,8 milhões, R\$ 184,5 milhões e R\$ 138,2 milhões. Em 2013 a variação foi favorável, em relação ao mesmo período do ano anterior, devido principalmente, em 2012 contemplar o registro do 3º ciclo da revisão tarifária.

A despesa com amortização em 2012 foi de R\$ 46,2 milhões, um aumento de 33% quando comparado com 2011.

Em 2011 e 2010, o aumento na comparação entre os períodos de 5% e 17%, é devido principalmente ao aumento dos investimentos em ativos do sistema de subtransmissão e distribuição em decorrência do crescimento no mercado de energia e do avanço dos programas de universalização e Luz para Todos e do novo sistema comercial SAP CCS.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

2013

- Provisões líquidas PCLD apresentou posição favorável em relação ao ano anterior, em decorrência da política de cobrança adotada em 2012 com foco: na atuação da dívida de menor risco de recebimento, na redução do prazo de parcelamento e no aumento do volume das operações de cobrança, impactando no aumento da PCLD no 3º trimestre de 2012.

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

2012

Provisões líquidas – PCLD e Perdas conta a receber/consumidores, aumento devido principalmente em função da adequação aos novos processos de cobrança. A partir do segundo semestre de 2011 foi readequado o plano de cobrança da empresa contemplando a restrição da ação reparcelamento e a intensificação das ações de campo para os clientes inadimplentes contumazes. Aqueles clientes que não responderam as novas ações de cobrança tiveram seus débitos provisionados.

2011 e 2010

As despesas com provisão para créditos de liquidação duvidosa cresceram nos exercícios de 2011 e 2010, quando comparados com o exercício anterior, respectivamente, 585% e 38%. Esse crescimento é justificado principalmente pelo aumento da inadimplência da classe residencial e residencial baixa renda, impactado pelos novos critérios de fornecimento de energia estabelecidos pela ANEEL através da Resolução 414/2010 que impede o corte para dívidas vencidas há mais de 90 dias e limita o período para execução do corte em até 10 dias após o reaviso; e pelas novas regras de cadastramento dos consumidores enquadrados na tarifa social de baixa renda.

Custos de construção da infra-estrutura de concessão

O crescimento dos custos de construção da infra-estrutura de concessão, quando comparado a variação entre os períodos está relacionado ao aumento de investimentos em serviços de construção e melhoria da infra-estrutura utilizada na prestação dos serviços de distribuição de energia elétrica. Não produz efeito líquido no resultado da empresa devido à sua contrapartida na receita.

Outros custos e despesas

Outros custos e despesas nos anos de 2013, 2012 (reapresentado) e 2011 foram, respectivamente, de R\$ 49,4 milhões, de R\$ 51,7 milhões e R\$ 32,2 milhões.

2013

A redução de 4% dessas despesas quando comparada a 2012, é decorrente do Impacto favorável em: perda operacional, em virtude de reclassificação do valor referente ao ICMS Produtor Rural e Poder Público reconhecido em Agosto/2013; e Impacto desfavorável, em função do contencioso trabalhista e cível.

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

2012 e 2011

O crescimento de 60,8% dessas despesas quando comparada a 2011 e 12,2% em 2011 quando comparada a 2010 está relacionado ao aumento dos gastos com indenizações de processos cíveis, decorrente do incremento do número de ações no juizado em razão da intensificação do combate à fraude e processo de cobrança dos inadimplentes.

• Resultado Financeiro

Receita Financeira	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012	AH%	AV%	31/12/2011	AV%
Renda de aplicações financeiras	18.264	-27%	15%	24.985	64%	26%	35.679	18%
Juros, comissões e acréscimo moratório	44.680	-9%	38%	49.089	2%	32%	44.552	37%
Variação monetária	24.853	36%	21%	18.257	28%	32%	44.515	29%
Variação cambial	494	-23%	0%	639	282%	6%	8.391	2%
Operações Swap	11.806	46%	10%	8.110	7%	2%	3.007	2%
Receita Financeira da Concessão	14.860	100%	13%	13.763	0%	0%	-	0%
Outras receitas financeiras	3.103	6%	3%	2.940	-92%	1%	1.103	11%
Total	118.060	0%	100%	117.783	-14%	100%	137.247	100%

Despesa Financeira	31/12/2013	AH%	AV%	31/12/2012	AH%	AV%	31/12/2011	AV%
Encargos de dívida	(105.649)	-9%	53%	(115.662)	35%	55%	(139.325)	60%
Variação monetária	(36.345)	-10%	18%	(40.414)	43%	19%	(58.364)	24%
Variação cambial	(2.210)	72%	1%	(1.285)	-15%	1%	(2.038)	1%
Operações Swap	(968)	14%	0%	(846)	-93%	0%	(12.030)	2%
Multas regulatórias	(19.283)	27%	10%	(15.195)	100%	7%	(18.137)	
Previdência Privada	(16.456)	-35%	8%	(25.165)				
Outras despesas financeiras	(16.939)	30%	9%	(13.001)	29%	6%	(10.896)	13%
Total	(197.850)	-6%	100%	(211.568)	-12%	88%	(240.790)	100%

Resultado Financeiro Líquido	(79.790)	-15%		(93.785)	-9%		(103.543)	
-------------------------------------	-----------------	-------------	--	-----------------	------------	--	------------------	--

2013

- O resultado financeiro apresentou uma posição favorável de 15%, passando de R\$ 93.785 mil de despesa no acumulado de 2012 para R\$ 79.790 mil no exercício e 2013. Essa posição deve-se principalmente a:
- Renda de aplicações financeiras que apresentou posição desfavorável de R\$ 6.721 mil, devido principalmente à redução do saldo medido de disponibilidades e aplicações dadas como garantia.
- Juros, comissões e acréscimo moratório de energia apresentou posição desfavorável de R\$ 4.409 mil, devido principalmente à redução do parcelamento.
- Encargos, variação cambial, monetária e swap (líquidos) que apresentou posição favorável de R\$ 23.182 mil, devido basicamente à queda da despesa com encargos de dívida, em função da redução do nível de endividamento da Companhia pela amortização de empréstimos e financiamentos, e da redução das taxas de juros (CDI

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

e TJLP) vinculadas às dívidas; e à baixa da atualização e juros referente à CCEE no trimestre de 2012, aumentando a despesa.

2012

- O resultado financeiro apresentou uma posição favorável de 43,41%, passando de R\$ 103.543 mil de despesa no acumulado de 2011 para R\$ 58.591 mil no exercício de 2012. Essa posição deve-se principalmente a:
- Renda de aplicações financeiras que apresentou posição desfavorável de R\$ 10.694, devido principalmente a queda da taxa de juros e a redução dos montantes aplicados nos períodos.
- Encargos, variação cambial, monetária e swap (líquidos) que apresentou posição favorável de R\$ 24.643 mil, devido basicamente à redução da taxa de juros (CDI e TJLP) vinculada ao endividamento da companhia;
- Receita financeira da concessão, em função da reclassificação da atualização do patrimônio líquido para o resultado.
- Outras receitas (despesas) financeiras líquidas, devido principalmente a:
 - Efeito positivo em 2012, em função do lançamento desfavorável em 2011, devido ao auto de Infração ICMS, referente a óleo diesel de Fernando de Noronha;
 - Efeito positivo em 2012, em virtude da Multa Regulatória em 2011, devido a mudança no critério da apuração (desfavorável);
 - Efeito positivo em 2012, em virtude do estorno de faturas do recálculo de 2005 em 2011;
 - Efeito positivo em 2012, em virtude do pagamento em 2011 de multas e juros no ICMS recolhido no passado com Isenções indevidas para as Classes: Poder Publico e Produtor Rural.

2011

O resultado financeiro líquido, negativo, da Companhia foi de R\$ 103,5 milhões em 2011, um incremento de 97% em relação a 2010, quando o resultado foi de R\$ 52,6 milhões (R\$ 69,4 milhões em 2009). Essa variação decorre dos seguintes fatores:

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

- Registro não recorrente da reversão em 2010 referente aos valores recolhidos de PIS/COFINS incidentes sobre receitas financeiras (alargamento da base de cálculo);
- Aumento dos encargos de dívidas em função do crescimento no nível de endividamento da companhia e aumento do CDI em relação a 2010;
- Maior atualização financeira do Contencioso Cível, Fiscal e Trabalhista;
- Multa regulatória referente a DIC/FIC e DMIC.

Imposto de Renda e Contribuição Social

Em 2013, foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 30,1 milhões negativo, comparadas com R\$ 15,3 milhões positivo em 2012. Esse desvio é decorrente de:

- O corrente, tendo como principal motivo o aumento do lucro antes do IR e CSLL impactando diretamente na base de cálculo desses tributos.
- O diferido está sendo influenciado diretamente pela constituição do diferido de IR e CSLL.
- O Imposto de renda - SUDENE impactado pela variação do Lucro antes do IR e CSLL que está diretamente refletindo na base de cálculo do Incentivo SUDENE.

Em 2012, foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 15,3 milhões positivo, comparadas com R\$ 43,6 milhões negativo em 2011.. Essa variação se deve ao lucro antes dos impostos, impactando na diminuição da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social.

Em 2011, foram registradas despesas líquidas de contribuição social e imposto de renda de R\$ 43,6 milhões, comparadas com R\$ 91,6 milhões em 2010 (R\$ 143,1 milhões em 2009). Essa diminuição é o efeito líquido da redução do imposto devido e do benefício fiscal concedido pela SUDENE, tendo em vista a redução da base de cálculo do imposto de renda e da contribuição social.

Lucro Líquido do Exercício

Devido aos fatores explicados acima, em 2013 o lucro líquido foi de 106,8 milhões, em 2012 o prejuízo líquido reapresentado foi de R\$ 29,3 milhões e em 2011 foi de R\$ 283,4, milhões.

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

A receita da Companhia é composta conforme demonstrado a seguir:

Valores em R\$ mil

Componentes da Receita Bruta	2013	Δ% 13/12	2012	Δ% 12/11	2011
Fornecimento de energia	1.882.759	-1,36%	1.908.798	16,25%	1.641.915
Câmara de Comercialização de Energia - CCEE	35.968	-61,43%	93.246	546,06%	14.433
Receita pela disponibilidade da rede elétrica	2.165.392	-12,42%	2.472.502	6,42%	2.323.255
Receita de construção da infraestrutura da concessão	344.225	-33,01%	513.849	57,28%	326.703
Outras receitas	110.951	82,54%	60.782	12,17%	54.186
Total	4.539.295	-10,10%	5.049.177	15,79%	4.360.492

Fonte: DFP

(a) Fornecimento de Energia:**Fornecimento Faturado de Energia Elétrica:**

Corresponde à receita de fornecimento de energia elétrica medida e faturada para o consumidor cativo.

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.

(b) Câmara de Comercialização de Energia - CCEE:

Corresponde aos montantes de receitas/despesas faturados e/ou pagos pelas concessionárias que tiveram excedente/falta de energia, comercializados no âmbito da CCEE.

(c) Receita pela Disponibilidade da Rede Elétrica

Receita com a cobrança de tarifa pelo uso do sistema da rede de distribuição aos consumidores livres.

(d) Receita de Construção da Infraestrutura da Concessão:

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

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

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 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.

(e) Outras Receitas

ii. fatores que afetaram materialmente os resultados operacionais

	2013	Δ% 13/12	2012	Δ% 12/11	2011
Valores em R\$ mil					
Receita Bruta	4.539.295	-10,10%	5.049.177	15,79%	4.360.492
Deduções da Receita Bruta	(1.255.786)	-16,47%	(1.503.316)	3,94%	(1.446.359)
Receita Líquida	3.283.509	-7,40%	3.545.861	21,68%	2.914.133
Custos e Despesas Operacionais	(3.066.845)	-12,29%	(3.496.619)	40,79%	(2.483.601)
Pessoal e Administradores	(180.116)	29,67%	(138.907)	-9,39%	(153.303)
Material	(8.682)	-19,40%	(10.772)	-8,07%	(11.717)
Serviços de Terceiros	(284.982)	13,04%	(252.115)	38,27%	(182.338)
Energia Elétrica Comprada	(1.820.711)	6,10%	(1.716.008)	28,42%	(1.336.212)
Encargos Uso Sistema de Transmissão	(114.854)	-50,17%	(230.479)	41,12%	(163.317)
Amortização	(149.784)	-18,81%	(184.484)	33,45%	(138.242)
Provisões Líquidas	(105.070)	-72,94%	(388.275)	213,22%	(123.961)
Custo de construção da infraestrutura da concessão	(344.225)	-33,01%	(513.848)	57,28%	(326.703)
Outras despesas	(58.421)	-5,36%	(61.731)	29,12%	(47.808)
Resultado do Serviço	216.664	340,00%	49.242	-88,56%	430.532

Fonte: DFP

O mercado cativo em 2013 foi de 10.672,3 GWh, 6,32% maior do que o verificado no ano de 2012. Esse resultado foi influenciado por uma excelente recuperação de perdas.

Destacam-se alguns aspectos em relação ao comportamento do mercado no ano:

- A classe Residencial, que representa 42,7% do mercado cativo total, registrou um crescimento de 13,28% em 2013, quando comparado ao ano anterior. O ótimo desempenho é função basicamente de maior recuperação de perdas.
- O mercado cativo Industrial, que representa 13,3% do consumo cativo total, apresentou uma redução de 6,97% em relação ao ano anterior, devido à migração de clientes para o mercado livre. No entanto, ao se analisar a energia distribuída industrial (cativo + livres), verifica-se um crescimento de 8,68% no ano de 2013, influenciado pela entrada do consumidor Companhia Integrada Têxtil de Pernambuco - CITEPE.

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

- A classe Comercial, que detém 21,7% de participação no mercado cativo, obteve um crescimento de 4,89% em relação a 2012. O mercado distribuído da classe apresentou um resultado ainda melhor em função da migração de clientes para o ambiente de livre contratação, 9,36% em relação ao ano anterior. O resultado foi impactado pelo desempenho do varejo moderno, evidenciado pela ampliação e inauguração de shoppings centers.
- A classe Rural, que representa 6,3% do consumo cativo total, apresentou um crescimento de 3,27% ao longo do ano de 2013 quando comparado com o ano anterior. O crescimento abaixo da média é justificado pela elevação do volume de chuvas ao longo do ano em comparação ao ano anterior que reduziu a necessidade de bombeamento de água para irrigação.
- As outras classes apresentaram um crescimento de 4,71% em 2013 em relação ao mesmo período de 2012. O comportamento da classe Poder Público, que cresceu 8,15% no ano, contribuiu positivamente para este resultado, a ampliação de carga no canteiro de obras da Refinaria Abreu e Lima. O crescimento de 8,27% da classe Iluminação Pública, deve-se a atualização do cadastro do parque de iluminação pública de alguns municípios. Já as classes Serviço Público e Consumo Próprio ficaram praticamente estáveis com crescimentos de - 0,8% e 0,4%.

Em 2012, o mercado cativo no ano foi de 10.037,7 GWh, 1,49% menor do que o verificado no ano de 2011. Esse resultado foi influenciado pela migração de consumidores do ambiente regulado para o ambiente de livre contratação associado a uma recuperação de perdas abaixo do ano anterior.

Destacam-se alguns aspectos em relação ao comportamento do mercado no ano:

- A classe residencial, que representa 40,1% do mercado cativo total, registrou um crescimento de 2,44% em 2012, quando comparado ao ano anterior. O tímido desempenho é função basicamente, da elevação das perdas de energia elétrica.
- O mercado cativo industrial, que representa 15,20% do consumo cativo total, apresentou uma redução de 23,61% em relação ao ano anterior, devido à intensificação de migração de clientes para o mercado livre. No entanto, ao se analisar a energia distribuída industrial (cativo + livres), verifica-se um crescimento de 5,82% no ano de 2012, influenciado pela entrada do consumidor (CITEPE). Vale ressaltar que apesar do desaquecimento da economia mundial, com impactos na produção física industrial do Brasil ao longo do ano, Pernambuco, apresentou uma pequena elevação de 1,34% no acumulado até dezembro/12 (Fonte: IBGE).
- A classe comercial, que detém 22,0% de participação no mercado cativo, obteve um crescimento de 5,29% em relação a 2011, beneficiada pela elevação da temperatura,

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

melhoria da renda nacional/regional, associada à expansão do incentivo ao crédito e as expansões/inaugurações de grandes Shoppings. O mercado distribuído da classe apresentou um resultado ainda melhor, 7,55% em relação ao ano anterior. Destacando que o mercado distribuído não possui efeito das migrações de clientes para o mercado de livre contratação.

- A classe Rural foi ao longo do ano de 2012 diretamente impactadas pela redução de 60,0% (Fonte: Somar Meteorologia) do índice pluviométrico no estado de Pernambuco, quando comparado com o ano anterior. Houve um crescimento de 15,58% em relação a 2011, devido à necessidade de bombeamento d'água para irrigação.
- Por outro lado, as outras classes apresentaram um crescimento de 1,60% em 2012 em relação ao mesmo período de 2011. O comportamento da classe Poder Público, que cresceu 6,5% no ano, contribuiu positivamente para este resultado, em virtude: do aumento da temperatura; da ampliação de carga no canteiro de obras da Refinaria Abreu e Lima; da implantação de novas UPAs (Unidades de Pronto Atendimento) na RMR e 02 hospitais, Dom Helder Câmara (Cabo S. Agostinho) e Pelópidas da Silveira (Curado); e da Hemobrás. A classe Iluminação Pública, influenciou negativamente em função da atualização do cadastro do parque de iluminação pública de alguns municípios. A classe Serviço Público apresentou um baixo desempenho, crescendo apenas 2,89% na mesma comparação, parte devido à baixa dos reservatórios.

Em 2011, O mercado cativo no ano foi de 10.189,9 GWh, 1,51% maior que o ocorrido no ano de 2010. Esse resultado é influenciado pela migração de consumidores do ambiente regulado para o ambiente de livre contratação associado a uma recuperação de perdas abaixo da média do ano anterior. Apesar do elevado volume de investimentos direcionados para o estado de Pernambuco, da taxa de desemprego bater recordes de baixa, do forte crescimento da massa salarial e melhoria no nível de renda do trabalhador em 2011, a economia brasileira vem mostrando sinais de desaceleração em função da instabilidade econômica internacional que influencia diretamente a balança comercial, o que reflete na produção industrial reduzindo assim o consumo de energia elétrica.

Destacam-se alguns aspectos em relação ao comportamento do mercado em 2011:

- O período de janeiro a maio/11, em comparação ao mesmo período do ano anterior apresentou maiores índices pluviométricos e temperaturas mais amenas. Especialmente em abril e maio/11, recordes históricos de volume de chuvas foram registrados. Este fato afeta diretamente as classes residencial e comercial, que

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

reduzem o uso de aparelhos de refrigeração, climatização e bombeamento d'água, reduzindo assim o consumo de energia elétrica;

- Em fevereiro/11 ocorreu um desligamento na subestação de Luiz Gonzaga da CHESF, deixando toda a Região Nordeste sem energia elétrica. Em algumas localidades o fornecimento de energia só retornou no dia seguinte. O Estado de Pernambuco foi quase que 100% afetado pelo desligamento e algumas indústrias sofreram retardos no reestabelecimento devido a danos causados a maquinários, assim como atrasos no recebimento de matéria prima de outros estados também afetados pelo referido desligamento;
- A classe residencial, que registrou um crescimento de 8,11% em 2010, cresceu 3,72% no ano de 2011, mostrando certa acomodação das taxas considerando o efeito base em 2010. Esta classe participa com aproximadamente 39% do mercado cativo total ainda fortalecida pelas medidas do governo federal para estímulo ao consumo, como a facilitação do acesso ao crédito, redução dos juros e a redução do IPI para equipamentos da linha branca;
- O mercado industrial distribuído, ou seja, considerando os consumidores livres, vem apresentando desaceleração desde setembro de 2011, crescendo 3,79% no ano. O desaquecimento da economia mundial vem causando queda na produção física industrial em Pernambuco e no Brasil, segundo a PIM-PF do IBGE. As medidas restritivas tomadas pelo governo federal, como aumento de juros, redução de crédito e redução nos gastos do governo desestimularam o aumento da produção e consequentemente o consumo de energia elétrica. Outro fator relevante foi a desvalorização cambial da ordem de quase 20% que prejudicou as indústrias que utilizam um elevado nível de insumos importados, a exemplo da indústria Química e Têxtil;
- Já a classe comercial distribuída, incluindo os consumidores livres, cresceu 5,27% em 2011, beneficiada pela melhoria de renda nacional/regional e pela expansão e incentivos ao crédito;
- A classe rural decresceu 3,92% no ano de 2011 em relação ao ano anterior. No período de janeiro a julho/11, em comparação ao mesmo período do ano anterior ocorreram índices pluviométricos bem mais elevados. Esse fato reduz a necessidade de bombeamento para irrigação. Tal segmento representa uma parcela considerável da classe rural, afetando diretamente o seu consumo. Além disso, a desaceleração do mercado externo influenciou negativamente o resultado da classe, uma vez que os ramos de aquicultura e irrigação estão voltados para a exportação;

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

- As outras classes apresentaram um crescimento de 0,58% em 2011 em relação ao mesmo período de 2010 influenciado pelo comportamento das classes de poder público, serviço público e consumo próprio que cresceram respectivamente 3,09%, 1,05% e 1,25%. Já a classe iluminação pública decresceu 3,54% em 2011 em relação a 2010.

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

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

Em conformidade com o contrato de concessão da Companhia, o Poder Concedente procederá, a cada 04 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 a terceira revisão tarifária e os últimos reajustes tarifários pelos quais passou a Companhia nos exercícios sociais de 2013, 2012 e 2011.

2013 – Revisão Tarifária

A ANEEL definiu a metodologia para o 3º ciclo de revisões tarifárias através da Resolução Normativa nº 457 de 08 de novembro de 2011. Para a CELPE, a nova metodologia de revisão tarifária foi aplicada e seus efeitos percebidos a partir de 29 de abril de 2013, quando da 3ª revisão tarifária da empresa, conforme previsto no contrato de concessão.

A Taxa de Remuneração de Capital (WACC), que no 2º ciclo de revisões foi de 9,95% (após impostos), foi definida para o 3º ciclo de revisões como 7,50% (após impostos). Para as empresas localizadas nas áreas de atuação da SUDENE e SUDAM, a ANEEL fixou taxa diferenciada, considerando a possibilidade de obtenção de benefício Fiscal, estabelecido em Lei. Tendo em vista que a decisão administrativa desnatura benefício fixado em Lei, as empresas ingressaram com ação judicial através da Associação Brasileira de Distribuidoras de Energia Elétrica - ABRADDEE, obtendo

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

liminar em junho de 2012 junto à justiça federal mantendo o benefício e, em março de 2013 julgamento de mérito favorável na Justiça Federal em primeira instância.

Para o estabelecimento dos níveis regulatórios de custos operacionais foi utilizada uma nova metodologia, baseada em benchmarking e na análise da eficiência média setorial, sendo reconhecida nas tarifas a eficiência média. Foi também definida uma trajetória de redução dos custos operacionais a ser aplicada ao longo do ciclo tarifário.

O Fator X foi calculado considerando a produtividade; a trajetória de custos operacionais; e a qualidade, nos reajustes anuais. O Fator de produtividade, de 1,27%, foi estabelecido por benchmarking na qual foi analisada a produtividade média setorial, considerando a evolução verificada do mercado, custos, redes e investimentos. O componente Trajetória (componente T) foi calculado em 0,51%, com base na diferença entre o valor dos custos operacionais definidos no 2º ciclo de revisão tarifária, atualizados pelos ganhos de produtividade, e o limite mais próximo do intervalo de custos operacionais eficientes definidos pelo método de benchmarking. O valor do componente T foi limitado a $\pm 2,0\%$ (mais ou menos dois por cento). O componente de qualidade será aplicado em função da evolução dos indicadores de qualidade da empresa (DEC e FEC), que é apurado nos reajustes anuais entre as revisões tarifárias.

Houve ampliação do conjunto de receitas capturadas para modicidade tarifária. Especificamente para as receitas com ultrapassagem de demanda e excedente reativos, a ANEEL determinou sua destinação para Obrigações Especiais a partir da revisão tarifária do 3º ciclo, objeto de questionamento judicial pela ABRADEE ainda em discussão.

Para perdas de receitas irre recuperáveis foi mantida a metodologia utilizada no 2º ciclo com poucas alterações. Os índices de inadimplência regulatória passaram a ser estabelecidos por classe de consumo. Para a parcela dos encargos setoriais foram reconhecidas as inadimplências reais de cada empresa. Para a CELPE, no total foi definido o índice de 0,98% sobre a receita bruta regulatória para perdas de receitas irre recuperáveis.

A metodologia utilizada para perdas de energia no 3º ciclo teve poucas alterações. A perda não técnica foi definida em 14,00% sobre o mercado de baixa tensão, enquanto a técnica em 8,22% sobre a energia injetada, excluída a do nível de tensão A1.

Na CELPE foi aprovado pela ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1519, de 23 de abril de 2013, o índice médio da 3ª revisão tarifária da CELPE em 1,32%, sendo 1,60% relativo à parcela econômica e -0,28% relativo aos componentes financeiros. Em média o efeito para os consumidores foi de 1,32%, sendo que para os clientes de baixa tensão, que representam 99,8% dos consumidores, o percentual aplicado foi de 1,97%. Já os consumidores industriais e comerciais de médio e grande porte tiveram um percentual médio nas contas de 0,19%. As novas tarifas entraram em vigor no dia 29 de abril de 2013.

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

2012 – Reajuste Tarifário

A ANEEL, através da Resolução Homologatória nº 1.283 de 24 de abril de 2012, fixou em 7,71% o índice de reajuste das tarifas, resultado do Reajuste Tarifário de 2012, com vigência a partir de 29 de abril de 2012, sendo 7,70% relativos ao reajuste tarifário anual e 0,01% aos componentes financeiros. A variação percentual média percebida na conta dos consumidores cativos foi em média de 5,40%, tanto para os consumidores atendidos em baixa tensão, que representam mais de 99% dos clientes e inclui os clientes residenciais, quanto para os consumidores cativos industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão.

2011 – Reajuste Tarifário

A Agência Nacional de Energia Elétrica – ANEEL, em 29 de abril de 2011, publicou no Diário Oficial da União - DOU a Resolução Homologatória nº. 1.143, estabelecendo as tarifas a serem praticadas pela Companhia no período de 29 de abril de 2011 a 28 de abril de 2012. Tais tarifas foram reajustadas, em média, em 10,86%, sendo 8,19% relativos ao reajuste tarifário anual econômico e 2,67% referentes aos componentes financeiros pertinentes.

Em face do encerramento de componentes financeiros do reajuste anterior, o efeito médio percebido pelos consumidores cativos foi de -8,27%. Esse efeito varia conforme o nível de tensão ao qual o consumidor está conectado. Os consumidores de baixa tensão, Grupo B, composto principalmente pelos residenciais, perceberam um efeito em sua tarifa em torno de 8,19%. Este representa mais de 99% do total de consumidores da Companhia. Já os clientes do Grupo A, dentre eles os industriais e comerciais de médio e grande porte, atendidos em alta tensão, perceberam uma variação média de 8,68% na nova tarifa.

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 principalmente por: (i) inflação, (ii) oscilações nas tarifas cobradas dos consumidores e os encargos setoriais, ambos homologados anualmente pela ANEEL e (iii) 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.

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

Tarifas reguladas de distribuição de energia

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

O mercado cativo no ano foi de 10.672,3 GWh, 6,32% maior do que o verificado no ano de 2012. A receita de fornecimento em 2013, considerando apenas as vendas de energia ao mercado cativo, foi de R\$ 3.576 milhões, o que representa 79% da receita bruta total da Companhia no ano. Dessa forma as receitas operacionais e margens dependem substancialmente do processo de revisão das tarifas.

Reajuste tarifário anual

Os aumentos de tarifas de distribuição se aplicam de maneira diferenciada para cada classe de consumidores, havendo, em geral, aumentos diferenciados em função do mercado de referência utilizado em cada reajuste tarifário ou revisão tarifária periódica. A tabela a seguir apresenta o aumento médio em termos percentuais de cada reajuste/revisão tarifária anual de 2011 a 2013. O aumento percentual das tarifas deve ser avaliado à luz da taxa da inflação brasileira.

Reajuste/Revisão Tarifária Anual	2013	2012	2011
Efeito médio percebido pelos consumidores	1,32%	5,40%	8,27%

Fonte: DFP

Tarifas de compra de energia

Os preços da energia elétrica adquirida pela Companhia nos termos de contratos de longo prazo firmados no ambiente de contratação regulada são (i) aprovados pela ANEEL, no caso de contratos assinados antes do Novo Modelo do Setor Elétrico, e (ii) determinados em leilões para aqueles assinados após o Novo Modelo, enquanto os preços da energia elétrica comprada no ambiente de contratação livre baseiam-se em índices de mercado prevalentes, de acordo com o contrato bilateral.

Os preços nos contratos de longo prazo são corrigidos anualmente para refletir os aumentos em determinados custos de geração e a inflação. A maioria dos contratos tem reajustes vinculados ao reajuste anual nas tarifas de distribuição, de forma que os aumentos de custos são repassados aos consumidores por meio de aumentos de tarifas. Como uma crescente parcela da energia elétrica é adquirida em leilões públicos, o êxito das estratégias nesses leilões afeta as margens e a exposição ao risco de preço de mercado, uma vez que a capacidade de repassar os custos de aquisição de energia elétrica estará vinculada ao êxito na projeção da expectativa de demanda.

A energia contratada para atender ao mercado da CELPE em 2013 totalizou 13.405,5 GWh, o que representa um acréscimo de 1,2% em relação a 2012. Este pequeno acréscimo foi decorrente da

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

frustração de cotas de garantia física e de contratos, cujos empreendimentos de geração tiveram a concessão cancelada ou não foram concluídos na data prevista. A energia foi adquirida a um custo médio acumulado de R\$ 145,16/MWh, 16,27% acima do realizado no ano anterior que foi de R\$ 124,87/MWh para o mesmo período. Este custo médio não considera os encargos setoriais e de conexão.

Câmbio e Taxa de Juros

A Companhia possui empréstimos indexados ao Euro e ao Dólar e contratou instrumentos derivativos com objetivo exclusivo de proteção econômica e financeira contra a variação cambial. Foi utilizado swap de moeda estrangeira 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 estão sujeitas à variação das taxas de juros no mercado e, portanto, na hipótese de elevação das taxas de juros, as despesas financeiras da CELPE também aumentarão, afetando negativamente a sua capacidade de pagamento.

Valores em R\$ mil

	2013	Δ% 13/12	2012	Δ% 12/11	2011
Receita Financeira	118.060	0,24%	117.783	-14,18%	137.247
Renda de aplicações financeiras	18.264	-26,90%	24.985	-29,97%	35.679
Juros, comissões e acréscimo moratório de energia	44.680	-8,98%	49.089	10,18%	44.552
Variação monetária, cambial e swap	37.153	37,57%	27.006	-51,70%	55.913
Receita Financeira da Concessão	14.860	7,97%	13.763		
Outras receitas financeiras	3.103	5,54%	2.940	166,55%	1.103
Despesa Financeira	(197.850)	-6,48%	(211.568)	-12,14%	(240.790)
Encargos de dívida	(105.649)	-8,66%	(115.662)	-16,98%	(139.325)
Variação monetária, cambial e swap	(39.523)	-7,10%	(42.545)	-41,26%	(72.432)
Multas regulatórias	(19.283)	26,90%	(15.195)		
Previdência Privada	(16.456)	-34,61%	(25.165)		
Outras despesas financeiras	(16.939)	30,29%	(13.001)	-55,22%	(29.033)
Juros sobre capital próprio	-	-	-	-100,00%	(89.650)
Resultado Financeiro	(79.790)	-14,92%	(93.785)	-51,46%	(193.193)

Fonte: DFP

Análise do Cenário Econômico

2013 – O ano de 2013 foi marcado por uma capacidade limitada de expansão da economia. Fatores como o baixo nível de investimentos, menor expansão do crédito com aumento das taxas de juros e o elevado endividamento das famílias foram responsáveis por esta situação. O PIB encerrou o ano de 2013 com um crescimento de 2,3% em relação a 2012, foi um crescimento acima do de 2012 porém abaixo das expectativas.

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

Outro fato relevante foi a piora das contas públicas durante o ano de 2013, que pode levar o Brasil a um rebaixamento da classificação de crédito que atualmente é considerado grau de investimento.

O resultado da inflação medida pelo IPCA (índice Nacional de Preços ao Consumidor Amplo) registrou 5,91% em 2013, apesar de o resultado estar abaixo do teto da meta (6,5%), é o quarto ano consecutivo que a inflação fica acima da média de 4,5%. A taxa de juros, SELIC, encerrou o ano no patamar de 10%.

Outro fato marcante no cenário econômico de 2013 foi programa de estímulo monetário dos Estados Unidos, que inicialmente injetou dólares no mercado para recompra de títulos, porém foi reduzido ao longo do ano, resultando numa desvalorização do real. A taxa de câmbio fechou 2013 em R\$/US\$ 2,34 apontando uma desvalorização do real frente ao dólar de 14,7% quando comparada a 2012.

2012 – Segundo dados divulgados pela Agência Estadual de Planejamento e Pesquisa de Pernambuco (Condepe/Fidem), o PIB a preços de mercado encerrou o ano de 2012 com um crescimento de 2,3% em relação a 2011. Este resultado é reflexo principalmente da seca prolongada e da crise econômica mundial, mesmo assim o crescimento foi superior ao nacional, tendo em vista que de acordo com o IBGE a economia brasileira cresceu apenas 1,0% em 2012 em comparação ao ano anterior.

A análise por setores dos dados divulgados pela agência mostra um crescimento de -15,0% na agropecuária, 3,7% na indústria e 2,7% nos serviços. A construção civil foi o principal destaque do crescimento industrial já no setor de serviços sobressaíram-se três setores: serviços prestados às famílias, aluguéis e intermediação financeira e transportes.

2011 – Devido à crise financeira internacional, o governo brasileiro adotou algumas medidas com vistas a amenizar os efeitos da crise. As medidas resultaram nos efeitos que se esperavam e o Brasil superou a crise baseado principalmente no crescimento do mercado interno. No entanto, o crescimento da demanda parece ter sido superior à capacidade produtiva do país o que acabou resultando em fortes pressões inflacionárias. Por isso, desde fins de 2010, a preocupação do Banco Central do Brasil com o controle da inflação foi bastante intensa.

A taxa básica de juros, SELIC, apresentou uma tendência de alta no primeiro semestre de 2011 chegando ao patamar de 12,5%, contudo no segundo semestre começou a diminuir fechando o ano em 11%. O IPCA encerrou o ano de 2011 com alta de 6,50%, marcando o resultado mais elevado desde 2004 (7,60%). A pressão do grupo dos serviços, dos preços de alimentos e a inércia gerada pela inflação elevada de 2010 foram os principais motivos para a alta inflação em 2011.

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 europeia.

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

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

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

10.3 - Comentários sobre 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. 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**Comentários sobre o item 10.4.****a. mudanças significativas nas práticas contábeis**

Em relação aos três últimos exercícios sociais, não ocorreram mudanças significativas nas práticas contábeis adotadas pela Companhia.

As demonstrações financeiras da Companhia para os exercícios findos em 31 de dezembro de 2013, 2012 e 2011 foram elaboradas e estão sendo apresentadas de acordo com as práticas contábeis adotadas no Brasil, as quais incluem as disposições da Lei das Sociedades por Ações e normas e procedimentos contábeis emitidos pela Comissão de Valores Mobiliários – CVM e Comitê de Pronunciamentos Contábeis – CPC, que estão em conformidade com as normas internacionais de contabilidade emitidas pelo International Accounting Standards Board - IASB.

No dia 11 de novembro de 2013 foi publicada a Medida Provisória (MP) nº 627 que revoga o Regime Tributário de Transição (RTT) e traz outras providências, dentre elas: (i) alterações no Decreto-Lei nº 1.598/77 que trata do imposto de renda das pessoas jurídicas, bem como altera a legislação pertinente à contribuição social sobre o lucro líquido; (ii) estabelece que a modificação ou a adoção de métodos e critérios contábeis, por meio de atos administrativos emitidos com base em competência atribuída em lei comercial, que sejam posteriores à publicação desta MP, não terá implicação na apuração dos tributos federais até que lei tributária regule a matéria; (iii) inclui tratamento específico sobre potencial tributação de lucros ou dividendos; (iv) inclui disposições sobre o cálculo de juros sobre capital próprio; e (v) inclui considerações sobre investimentos avaliados pelo método de equivalência patrimonial.

As disposições previstas na MP têm vigência a partir de 2015. A sua adoção antecipada para 2014 pode eliminar potenciais efeitos tributários, especialmente relacionados com pagamento de dividendos e juros sobre capital próprio efetivamente pagos até a data de publicação desta MP, bem como resultados de equivalência patrimonial.

A Companhia elaborou estudo dos possíveis efeitos que poderiam advir da aplicação dessa nova norma e concluiu que a não adoção antecipada pode resultar em ajustes, especialmente relacionados com juros sobre capital próprio e dividendos pagos excedentes ao Lucro tributável. A Administração aguarda a evolução e tratativas das emendas ao texto da referida Medida Provisória para que possa decidir sobre sua adoção antecipada dentro dos prazos estabelecidos pela referida norma tributária.

b. efeitos significativos das alterações em práticas contábeis

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

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

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

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 33 (R1)/IAS 19 - Benefícios a Empregados - aprovado pela Deliberação CVM nº 695, de 13 de dezembro de 2012 (Aprovação pelo CFC em 30 de janeiro de 2013). 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. Entrando em vigor para os períodos anuais iniciados em 1º de janeiro de 2013. A Companhia adotou a norma, tendo como impacto o reconhecimento da remoção do mecanismo do corredor no Patrimônio Líquido.

CPC 36 (R3)/IFRS 10 (IASB – BV 2012)- Demonstrações Consolidadas - aprovado pela Deliberação CVM Nº 698, de 20 de dezembro de 2012 (Aprovado pelo CFC em 30 de janeiro de 2013). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 44 - Demonstrações Combinadas - aprovado pela Deliberação CVM Nº 708, de 02 de maio de 2013 (Aprovado pelo CFC . A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

CPC 45/IFRS 12 (IASB – BV 2012)- Divulgação de Participações em Outras Entidades - aprovado pela Deliberação CVM Nº 697, de 13 de dezembro de 2012 (Aprovado pelo CFC em 25 de janeiro de 2013). 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 (Aprovado pelo CFC em 25 de janeiro de 2013). A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

OCPC 06 - Apresentação de Informações Financeiras Pro forma – aprovado pela Deliberação CVM Nº 709 de 02 de maio de 2013. A revisão desta norma não impactou as demonstrações financeiras da Companhia.

c. ressalvas e ênfases presentes no parecer do auditor

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

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

10.5 - Comentários sobre as 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

A Companhia prepara suas demonstrações financeiras com base em estimativas e assunções decorrentes de sua experiência e diversos outros fatores que acredita serem razoáveis e relevantes.

As práticas contábeis críticas que a Companhia adota são aquelas que acredita serem relevantes para determinar sua condição financeira e resultados operacionais, mas a definição de tais práticas é complexa e subjetiva, levando sua administração a fazer estimativas sobre eventos futuros ou incertos. A aplicação de suas práticas e estimativas contábeis críticas geralmente requer que sua administração se baseie em julgamentos sobre os efeitos de certas transações que afetam os seus ativos, passivos, receitas e despesas.

As premissas adotadas pela Companhia são revisadas periodicamente no curso ordinário dos negócios. Contudo, os Diretores da Companhia entendem que deve ser considerado que há uma incerteza inerente relativa à determinação dessas premissas e estimativas, o que pode levar a resultados que requeiram um ajuste significativo ao valor contábil do referido ativo ou passivo em períodos futuros à medida que novas informações estejam disponíveis.

A seguir os Diretores da Companhia elencam as principais políticas e estimativas contábeis consideradas críticas:

Ativo indenizável (Concessão)

O ativo financeiro indenizável refere-se à parcela não amortizada até o final da concessão dos investimentos realizados em infraestrutura e em bens essenciais para a prestação do serviço público que estejam vinculados ao contrato de concessão. Estes investimentos não amortizados serão revertidos ao poder concedente ao término do prazo de concessão mediante o pagamento de indenização à concessionária.

A Companhia entende que a classificação adequada para os ativos indenizáveis é como disponível para venda, dado que o valor da indenização a ser recebido ao término da concessão não é fixo, embora seja estimável.

O parágrafo AG8 do CPC 38 – Instrumentos Financeiros: Reconhecimento e Mensuração estabelece que uma entidade deva, ao revisar suas estimativas de recebimentos, ajustar o custo amortizado do instrumento de forma a refletir os fluxos de caixa estimados atualizados, reconhecendo esta variação no resultado do exercício. Foi corroborado pela MP nº 579/2012, que variações no ativo financeiro vinculado à concessão por conta das revisões tarifárias resultam em variações no fluxo de caixa

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

estimado desse ativo ao final do período da concessão. A Companhia aplicou essa mudança de entendimento prospectivamente às suas demonstrações financeiras, por entender que a aplicação prospectiva desse conceito não traria distorções relevantes às demonstrações financeiras e informações trimestrais, quando comparado à aplicação retrospectiva de acordo com o CPC 23 – Políticas Contábeis, Mudança de Estimativa e Retificação de Erro.

Ativo intangível

O direito de cobrar dos consumidores pelos serviços prestados ao longo do contrato de concessão, representado pelo ativo intangível, de vida útil definida, será completamente amortizado dentro do prazo da concessão, de acordo com o CPC 04 – Ativo Intangível. Este ativo intangível é avaliado ao custo de aquisição, incluindo custos de empréstimos capitalizados, deduzido da amortização acumulada que é calculada utilizando-se as taxas de depreciação definidas pela ANEEL para depreciação da infraestrutura.

A Resolução Normativa ANEEL nº 474 de 7 de fevereiro de 2012 estabeleceu novas taxas de depreciação para os ativos em serviço outorgado no setor elétrico, com vigência a partir de 1º de janeiro de 2012, determinando alteração na vida útil-econômica dos bens integrantes da infraestrutura de distribuição. Com as novas taxas, houve acréscimo de aproximadamente quatro anos na vida útil econômica média dos ativos que passou de 22 anos para 26 anos. Esta alteração reduziu a amortização e conseqüentemente aumentou a parcela residual da infraestrutura que se espera receber como indenização ao final do período da Concessão, gerando uma redistribuição de valores entre ativos financeiro e intangível.

Provisão para créditos de liquidação duvidosa

A provisão para créditos de liquidação duvidosa está constituída com base na estimativa das prováveis perdas que possam ocorrer na cobrança dos créditos e os saldos estão demonstrados no ativo circulante ou não circulante, de acordo com a classificação do título que as originaram. A provisão para créditos de liquidação duvidosa está consistente com o Manual de Contabilidade do Serviço Elétrico (MCSE).

Receita não faturada

Com base no fornecimento de energia elétrica efetuado em um determinado mês que deva ser faturado no mês seguinte, é contabilizada a receita não faturada em contrapartida às contas a receber de consumidores. Essa estimativa leva em consideração principalmente a carga de energia no sistema e as tarifas médias cobradas dos consumidores faturados no mês de competência.

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

Plano previdenciário e outros benefícios aos empregados

A Companhia patrocina planos de benefícios suplementares de aposentadoria e pensão para seus empregados, ex-empregados e respectivos beneficiários, com o objeto de suplementar os benefícios garantidos pelo sistema oficial da previdência social.

O plano de aposentadoria na modalidade benefício definido tem o custo da concessão dos benefícios determinados pelo Método da Unidade de Crédito Projetada, líquido dos ativos garantidores do plano. A avaliação atuarial e suas premissas e projeções são revisadas e atualizadas em bases anuais, ao final de cada exercício.

A avaliação atuarial envolve o uso de premissas sobre as taxas de desconto, taxas de retorno de ativos esperadas, aumentos salariais futuros, taxas de mortalidade e aumentos futuros de benefícios de aposentadorias e pensões. A obrigação de benefício definido é altamente sensível a mudanças nessas premissas. Todas as premissas são revisadas a cada data base.

Provisões para Contingências

A Companhia é parte em determinados processos judiciais e administrativos, a Companhia registra provisões de acordo com o IAS 37 ("Provisões, Passivos Contingentes e Ativos Contingentes"), o qual determina que a perda estimada deve ser registrada quando a informação disponível à época da publicação das demonstrações financeiras indica a probabilidade que um evento futuro pode gerar a desvalorização de um ativo, ou mediante a identificação de um passivo incorrido se tal passivo pode ser estimado. A Companhia não registra provisões para procedimentos administrativos sempre que tais demandas se tornam ações judiciais. Ao calcular suas provisões, a Companhia consulta os assessores legais internos e externos que a representam em tais demandas, e as estimativas são baseadas em uma análise dos possíveis resultados, levando em consideração as estratégias de condução do processo aplicáveis. A contabilização de contingências requer o uso de julgamento pela administração com relação às probabilidades estimadas e os limites de exposição a passivos potenciais, especialmente no contexto da legislação tributária brasileira, tendo em vista que tal legislação historicamente se mostrou incerta quanto ao seu escopo e aplicação.

Imposto de renda e contribuição social

O imposto de renda e a contribuição social sobre o lucro são contabilizados pelo regime de competência e segundo a legislação em vigor, as alíquotas básicas são de 25% e 9%, respectivamente. Os efeitos do imposto de renda e da contribuição social diferidos relacionados a prejuízos fiscais, base negativa de contribuição social e diferenças temporárias estão registrados nas Demonstrações Financeiras com base nas disposições da Deliberação CVM nº 273/98 e da Instrução

10. Comentários dos diretores / 10.5 - Políticas contábeis críticas

CVM nº 371/02. A projeção para realização desses valores está baseada em expectativa de resultados tributáveis e realização das diferenças temporárias. Em 2010, a aplicação do RTT (Regime Tributário de Transição) tornou-se obrigatório para controlar os ajustes tributários decorrentes dos novos métodos e critérios contábeis introduzidos pela Lei 11.638/2007.

10. Comentários dos diretores / 10.6 - Itens relevantes não evidenciados nas DFs**10.6 - Comentários com relação aos controles internos 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 utilizada no âmbito de todas as empresas da Neoenergia, considerando a análise de materialidade das demonstrações financeiras e os princípios básicos de Governança Corporativa.

Para a consecução desse objetivo, a condução das rotinas operacionais de apoio e suporte aos gestores nas empresas é feito pela gerência de controles internos na holding. Tal estrutura permite que o planejamento anual dos trabalhos seja feito de forma adequada e integrada, ao mesmo tempo em que interagem com os auditores internos visando à manutenção 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 2013, não identificaram a presença de deficiências ou fraquezas materiais em relação aos controles internos da Companhia, que pudessem comprometer a confiabilidade sobre as demonstrações financeiras.

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

10. Comentários dos diretores / 10.7 - Coment. s/itens não evidenciados**10.7 - Comentários sobre oferta pública de distribuição de valores mobiliários:****a. como os recursos resultantes da oferta foram utilizados**

Em 20 de abril de 2011 a Companhia concluiu a operação de captação de recursos no mercado nacional por meio da 4ª emissão de debêntures (CEPE14), no montante de R\$ 360.000 mil, com prazo de 6 anos sendo 4 anos de carência para amortização do principal, e juros pagos semestralmente com custo de 111,30% do CDI. A 4ª emissão de Debêntures é destinada exclusivamente a investidores qualificados, conforme instrução CVM 476.

Os recursos oriundos desta captação são destinados ao ajuste de perfil de dívidas da Companhia.

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 - Comentários sobre 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. 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. 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. Não ocorreram carteiras de recebíveis baixadas.

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

Não aplicável. Não foram celebrados contratos de futura compra e venda de produtos ou serviços.

iv. contratos de construção não terminada

Não aplicável. Não foram celebrados contratos de construção não terminada.

v. contratos de recebimentos futuros de financiamentos

Não aplicável. Não foram celebrados contratos de recebimentos futuros de financiamento.

b. outros itens não evidenciados nas demonstrações financeiras

Não aplicável. Não há itens não evidências nas demonstrações financeiras.

10. Comentários dos diretores / 10.9 - Outros fatores com influência relevante**10.9 - Comentários sobre cada um dos itens não evidenciados nas demonstrações financeiras indicados no item 10.8:**

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. A Companhia não possui itens não evidenciados nas demonstrações financeiras.

.